



Departamento de Ingeniería Mecánica
Programa de Maestría en Ingeniería Mecánica

TESIS DE MAESTRÍA

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE UN MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO
CON ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA CON
MATERIAL DE CAMBIO DE FASE (PVT-PCM), EN COMPARACIÓN CON UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO (PV) TRADICIONAL

Autor:

Ing. Alberto Mario Palacio Bastos

Director

Ing. Mauricio Carmona García M.Sc., PH.D

2020




EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE UN MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO CON ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA CON MATERIAL DE CAMBIO DE FASE (PVT- PCM), EN COMPARACIÓN CON UN SISTEMA FOTOVOLTAICO (PV) TRADICIONAL

Trabajo presentado como requisito de grado para optar al título de:
Magíster en Ingeniería Mecánica

Autor:
Ing. Alberto Mario Palacio Bastos

Director:
Ing. Mauricio Carmona García, M.Sc., PH.D.

Universidad del Norte
División de Ingenierías
Maestría en Ingeniería Mecánica
Barranquilla, Atlántico
2020



*Para todas aquellas mentes brillantes e idealistas
que sueñan, se levantan y trabajan todos los días
para hacer del mundo un mejor lugar para vivir.*

¡Nunca se rindan!

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la vida y al universo, por permitirme tener la oportunidad de aportar un granito de arena a la construcción de una humanidad más responsable y sostenible.

Gracias a mi familia, Rufino Palacio, Gloria Bastos, Claudia Palacio y Bruno Palacio, por su apoyo incondicional y paciencia durante todo el proceso.

Gracias a todos mis amigos, en especial a Rosibel Gomez, Mery Ahcar, Suad Ahcar y David Gonzales, por todos sus consejos y regaños. Ustedes son mi segunda familia.

Gracias a todos mis compañeros de trabajo y estudio, en especial a Anggie Rincón, Adriana Rincón, Mario Palacio y Jose Doria, por compartir un poco de sus grandes conocimientos conmigo. Hay un aporte de cada uno de Uds en este trabajo.

Gracias a mi tutor, Mauricio Carmona, por su constante gestión, guía, confianza y amistad. Con su profesionalismo, aportes y calidad humana, se hizo posible el alcance de mis objetivos personales y profesionales durante este proceso formativo.

Gracias al proyecto “Es tiempo de volver” de Colciencias y a la Universidad del Norte, por la consecución y gestión de recursos para la materialización de este trabajo de investigación.

RESUMEN

Teniendo en cuenta el constante crecimiento en la demanda de energía a nivel mundial, el alto interés en fuentes de energías renovables, creciente en el país, en conjunto con el alto potencial solar del Caribe colombiano, en el presente proyecto se busca analizar y determinar la viabilidad técnica de utilizar tecnologías de almacenamiento y recuperación de energía térmica en paneles solares fotovoltaicos tradicionales. Se plantea un estudio experimental en el que se busca evaluar el desempeño de la tecnología solar híbrida fotovoltaica, con almacenamiento y recuperación de energía térmica por medio de material de cambio de fase (PVT-PCM), con el fin de mejorar la eficiencia de un módulo solar fotovoltaico y aprovechar mejor la energía solar disponible mediante el aprovechamiento de energía térmica útil, teniendo en cuenta que un sistema con PCM presenta el potencial de mantener una temperatura de operación en el panel fotovoltaico más baja. La campaña experimental incluye pruebas simultáneas en un módulo solar híbrido con acumulación de energía térmica con PCM y otro equipo fotovoltaico tradicional sin acumulación de energía, el cual es utilizado como testigo para establecer una línea base de comparación.

Se identifica que existen diferencias significativas en el desempeño de los módulos fotovoltaicos de construcción tradicional seleccionados para el estudio antes de la modificación PVT-PCM. La modificación a módulo híbrido PVT-PCM tiene un efecto de aumento en la eficiencia eléctrica con respecto al módulo PV testigo y logra disminuir la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas del módulo PVT-PCM con respecto al módulo PV tradicional testigo. Se evidencia la ventaja de recuperar energía térmica en forma de calor útil del módulo PVT-PCM y la inclusión del material de cambio de fase, que modifica la inercia térmica del sistema, aumentando la capacidad de captación de energía térmica durante periodos transitorios de disminución de radiación solar incidente por efectos de nubosidad y mal tiempo.

Trabajos e investigaciones como ésta son de gran importancia para conseguir que la tecnología solar fotovoltaica y solar térmica siga creciendo como una alternativa para la generación confiable de energía, a partir de fuentes renovables y optimización de consumos de energía de uso final a nivel residencial, comercial e industrial.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	15
1.1	Marco teórico	15
1.2	Estado del arte.....	20
1.3	Planteamiento del problema y justificación.....	27
1.4	Objetivos.....	29
1.4.1	Objetivo general.....	29
1.4.2	Objetivos específicos.....	29
1.5	Estructura del documento.....	30
2	DISEÑO DEL MÓDULO PVT-PCM PROPUESTO Y SISTEMA PV TESTIGO.....	31
2.1	Alternativas de diseño.....	31
2.1.1	Módulos fotovoltaicos.....	31
2.1.2	Sistema fotovoltaico testigo de tecnología tradicional	32
2.1.3	Colectores híbridos fotovoltaicos y térmicos.....	34
2.2	Selección de la alternativa.....	36
2.3	Diseño seleccionado	37
2.3.1	Subsistema fotovoltaico.....	37
2.3.2	Módulo híbrido PVT-PCM.....	39
3	CONSTRUCCIÓN DEL MÓDULO PVT-PCM Y SISTEMA PV TESTIGO.....	41
3.1	Plataforma experimental.....	41
3.1.1	Subsistemas fotovoltaicos (PV1 y PV2)	42
3.1.2	Módulo híbrido con material de cambio de fase (PVT-PCM).	43
3.1.3	Subsistema térmico.....	46
3.1.4	Unidad de adquisición de datos de temperatura.	47
3.1.5	Estación meteorológica.....	48
3.2	Protocolo experimental.....	48
3.2.1	Ubicación geográfica	48
3.2.2	Campañas de datos	49
3.2.3	Metodología de análisis estadístico	50
3.2.4	Herramientas computacionales y software	53
3.3	Diferencia de desempeño eléctrico sin modificación PVT-PCM	53
3.3.1	Energía eléctrica generada diaria.....	53
3.3.2	Eficiencia eléctrica diaria.....	56

4	EVALUACIÓN COMPARATIVA DE DESEMPEÑO ELÉCTRICO	59
4.1	Energía eléctrica generada diaria	59
4.2	Eficiencia eléctrica diaria	61
4.3	Análisis de desempeño eléctrico instantáneo.....	65
4.3.1	Análisis de los días de mayor diferencia en desempeño eléctrico	66
4.3.2	Análisis de los días de menor diferencia en desempeño eléctrico	68
5	EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉRMICO E HÍBRIDO	72
5.1	Energía térmica almacenada diaria	72
5.2	Energía térmica recuperada diaria	75
5.3	Eficiencia térmica diaria	77
5.4	Eficiencia híbrida diaria	78
5.5	Análisis de desempeño térmico e híbrido instantáneo.....	79
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJO A FUTURO	84
6.1	Conclusiones	84
6.2	Trabajos futuros.....	85
	REFERENCIAS	87

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. FRACCIÓN DEL ESPECTRO AM 1.5 QUE ES CONVERTIDO EN ENERGÍA UTILIZABLE POR UNA CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE SILICIO CRISTALINO (ADAPTADO DE SMETS ET AL., 2016).....	16
FIGURA 1.2. CURVAS DE CORRIENTE (I) Y POTENCIA (P) VS VOLTAJE (V) DE UNA CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA (ADAPTADO DE SMETS ET AL., 2016).	17
FIGURA 1.3. EFECTO DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN LA CURVA DE CORRIENTE VS VOLTAJE DE UN MÓDULO DE SILICIO POLICRISTALINO CANADIAN SOLAR CS6X-310 (CANADIAN SOLAR INC., 2017).	17
FIGURA 1.4. CURVAS DE EFICIENCIA VS IRRADIANCIA INCIDENTE CON TEMPERATURA CONTROLADA Y NO CONTROLADA (ADAPTADO DE SMETS ET AL., 2016).....	18
FIGURA 1.5. EFICIENCIA RELATIVA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON TEMPERATURA NO CONTROLADA (ADAPTADO DE LORENZ ET AL., 2011).	18
FIGURA 1.6. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA RESIDUAL EN MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.	19
FIGURA 1.7. CARACTERIZACIÓN DE MATERIALES DE CAMBIO DE FASE (PCM) (ADAPTADO DE PANDEY ET AL., 2018).	20
FIGURA 1.8. ENTALPÍA DE FUSIÓN VS. TEMPERATURA DE DIFERENTES PCM (ADAPTADO DE BAETENS ET AL., 2010).....	20
FIGURA 1.9. REGISTRO DE EFICIENCIA DE MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2019) ...	21
FIGURA 1.10. HISTÓRICO DE NÚMERO DE PUBLICACIONES ANUALES RELACIONADAS CON LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y SU EFICIENCIA.	22
FIGURA 1.11. HISTÓRICO ACUMULADO DE PUBLICACIONES CIENTÍFICAS Y PATENTES.	22
FIGURA 1.12. SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO POR MAATALLAH ET AL. (2019). A) MONTAJE EXPERIMENTAL DE SISTEMA. B) DISEÑO DE MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM.	23
FIGURA 1.13. MÓDULO HÍBRIDO FOTOVOLTAICO PROPUESTO POR AL-WAELI ET AL. (2019). A) VISTA POSTERIOR. B) VISTA DE SECCIÓN.	25
FIGURA 1.14. MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM PROPUESTO POR FAYAZ ET AL. (2019).	25
FIGURA 1.15. SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO POR HOSSEINZADEH ET AL. (2018). A) MÓDULO PVT-PCM. B) MONTAJE EXPERIMENTAL.	26
FIGURA 1.16. DISEÑO DE MÓDULO PVT-PCM PROPUESTO POR PREET ET AL. (2017).....	26
FIGURA 1.17. GENERACIÓN DE ENERGÍA NETA MUNDIAL POR FUENTE DE ENERGÍA. (TRILLONES DE KILOVATIOS HORA) (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2017).	27
FIGURA 1.18. PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA (PORCENTAJES) (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2017).	27
FIGURA 1.19. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017-2031 COLOMBIA (MEGAVATIOS, MW) (UPME, 2016).	28
FIGURA 1.20. MAPA DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN COLOMBIA (IDEAM, 2014).	28

FIGURA 1.21. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA (MEGAVATIOS, MW, Y PORCENTAJES) (UPME, 2016).....	29
FIGURA 2.1. DIMENSIONES DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR, MODELO CS6X-310 (CANADIAN SOLAR INC., 2017).....	32
FIGURA 2.2. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE CORRIENTE VS. VOLTAJE DEL MÓDULO SOLAR CANADIAN SOLAR MODELO CS6X-310. A) TEMPERATURA DE OPERACIÓN = 25 °C. B) RADIACIÓN GLOBAL INCIDENTE = 1000 W / M2 (CANADIAN SOLAR INC., 2017).	32
FIGURA 2.3. CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, ADAPTADO DE HERNÁNDEZ-CALLEJO ET AL., 2019.	33
FIGURA 2.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO NO CONECTADO A RED CON BATERÍAS ACOPLE AC.	33
FIGURA 2.5. DISEÑOS CARACTERÍSTICOS DE MÓDULOS HÍBRIDOS PVT-PCM. A) (H. FAYAZ ET AL., 2019). B) (AL-WAELI ET AL., 2019) C) (HOSSEINZADEH ET AL., 2018; MAATALLAH ET AL., 2019). D) (PREET ET AL., 2017).	35
FIGURA 2.6. DISEÑO CONCEPTUAL DE MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM PROPUESTO.....	37
FIGURA 2.7. DIAGRAMA UNIFILAR PARA LOS SUBSISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA MÓDULOS PVT-PCM Y PV TESTIGO.	38
FIGURA 2.8. DIMENSIONES GENERALES DE TABLERO ELÉCTRICO DE EQUIPOS FOTOVOLTAICOS.	39
FIGURA 2.9. ENSAMBLE DE MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM.	40
FIGURA 2.10. SECCIÓN TRANSVERSAL DEL MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM.....	40
FIGURA 3.1. DIAGRAMA DE CAJA NEGRA DEL MONTAJE EXPERIMENTAL PROPUESTO Y SUBSISTEMAS.	41
FIGURA 3.2. TABLERO ELÉCTRICO DE SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO PV1 CONSTRUIDO (PV2 IDÉNTICO).	42
FIGURA 3.3. VISTA DE SECCIÓN TRANSVERSAL DE CONTENEDOR DE PCM CON CANAL INTEGRADO.	43
FIGURA 3.4. PROCESO DE CARGA DE PCM EN LOS CONTENEDORES.....	43
FIGURA 3.5. FOTOGRAFÍA DE MÓDULO TÉRMICO CON ENCAPSULADO DE POLIVINILO ACETATO.	44
FIGURA 3.6. FOTOGRAFÍA DE INSTALACIÓN DE CONTENEDORES DE PCM EN MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	45
FIGURA 3.7. CONTENEDORES DE PCM INSTALADOS Y ACOPLADOS EN MÓDULO FOTOVOLTAICO.	45
FIGURA 3.8. INSTALACIÓN DE AISLAMIENTO TÉRMICO INDIVIDUAL DE CONTENEDORES DE PCM Y GENERAL DEL MÓDULO PVT-PCM.	45
FIGURA 3.9. DIAGRAMA P&ID DE SUBSISTEMA TÉRMICO.	46
FIGURA 3.10. INDICADOR DE FLUJO.....	46
FIGURA 3.11. FOTOGRAFÍA DE SUBSISTEMA TÉRMICO INSTALADO.	47
FIGURA 3.12. UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE TEMPERATURA UTILIZADA.	47
FIGURA 3.13. CALIBRACIÓN DE TERMOPARES Y UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE TEMPERATURA.	48

FIGURA 3.14. ESTACIÓN METEOROLÓGICA.	48
FIGURA 3.15. MONTAJE EXPERIMENTAL EN LAS INSTALACIONES DE LA UNIVERSIDAD DEL NORTE.....	49
FIGURA 3.16. ENERGÍA GENERADA POR LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SIN SISTEMA TÉRMICO.	54
FIGURA 3.17. DIAGRAMAS DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA POR LOS MÓDULOS PV SELECCIONADOS.	54
FIGURA 3.18. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTE DE INTERVALO DE CONFIANZA PARA LA DIFERENCIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADAS POR LOS MÓDULOS PV SELECCIONADOS.	55
FIGURA 3.19. EFICIENCIA ELÉCTRICA ACUMULADA DIARIA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	56
FIGURA 3.20. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTE DE INTERVALO DE CONFIANZA PARA LAS EFICIENCIAS DE LOS MÓDULOS PV SELECCIONADOS.	57
FIGURA 3.21. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTE DE INTERVALO DE CONFIANZA PARA LA DIFERENCIA EN EFICIENCIA ELÉCTRICA ENCONTRADA ENTRE LOS MÓDULOS SELECCIONADOS.	58
FIGURA 4.1. ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL DIARIA GENERADA POR EL SISTEMA PV Y EL HÍBRIDO PVT-PCM.	59
FIGURA 4.2. DIAGRAMAS DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA POR LOS MÓDULOS PV TESTIGO Y PVT-PCM PROPUESTO.....	60
FIGURA 4.3. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LA DIFERENCIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA POR LOS SISTEMAS PV Y PVT-PCM EN COMPARACIÓN CON LOS MÓDULOS SOLARES SELECCIONADOS ANTES DE LA MODIFICACIÓN PVT-PCM.	61
FIGURA 4.4. EFICIENCIA ELÉCTRICA DIARIA DE LOS MÓDULOS PV Y PVT-PCM.....	61
FIGURA 4.5. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LA EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS PV Y PVT- PCM PROPUESTO.....	62
FIGURA 4.6. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LA DIFERENCIA EN EFICIENCIA ELÉCTRICA DE LOS SISTEMAS PV Y PVT-PCM EN COMPARACIÓN CON LA CALIBRACIÓN DE LOS MÓDULOS SELECCIONADOS.	63
FIGURA 4.7. DIFERENCIAS EN EFICIENCIAS ELÉCTRICAS DE LOS SISTEMAS EN LOS DÍAS DE PRUEBAS.....	65
FIGURA 4.8. EFICIENCIA ELÉCTRICA ACUMULADA DE LOS CINCO DÍAS CON MAYOR DIFERENCIA DE DESEMPEÑO ENTRE PVT-PCM Y PV. ...	66
FIGURA 4.9. VARIABLES AMBIENTALES PARA LOS CINCO DÍAS DE MAYOR DIFERENCIA DE DESEMPEÑO ELÉCTRICO ENTRE PVT-PCM Y PV. ...	66
FIGURA 4.10. RADIACIÓN Y POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA PARA LOS 5 DÍAS DE MEJOR DESEMPEÑO PVT-PCM.....	67
FIGURA 4.11. TEMPERATURA DE OPERACIÓN Y DIFERENCIA DE TEMPERATURA PARA LOS 5 DÍAS DE MEJOR DESEMPEÑO PVT-PCM.	67
FIGURA 4.12. EFICIENCIAS ELÉCTRICAS Y DIFERENCIA DE EFICIENCIAS PARA LOS 5 DÍAS DE MAYOR DIFERENCIA DE DESEMPEÑO ELÉCTRICO. ...	68
FIGURA 4.13. EFICIENCIAS ELÉCTRICAS ACUMULADAS DE LOS CINCO DÍAS CON MENOR DIFERENCIA EN DESEMPEÑO ELÉCTRICO.....	69

FIGURA 4.14. VARIABLES AMBIENTALES PARA LOS CINCO DÍAS DE MENOR DIFERENCIA EN DESEMPEÑO ELÉCTRICO.	69
FIGURA 4.15. RADIACIÓN Y POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA PARA LOS 5 DÍAS DE MENOR DIFERENCIA EN DESEMPEÑO ELÉCTRICO.	70
FIGURA 4.16. TEMPERATURA DE OPERACIÓN Y DELTA DE TEMPERATURA PARA LOS 5 DÍAS DE MENOR DIFERENCIA EN DESEMPEÑO ELÉCTRICO.	70
FIGURA 4.17. EFICIENCIAS ELÉCTRICAS PARA LOS 5 DÍAS DE MENOR DIFERENCIA EN DESEMPEÑO ELÉCTRICO.	71
FIGURA 5.1. DISTRIBUCIÓN DE ENTALPÍA PARCIAL DEL PCM RT35 UTILIZADO (ADAPTADO DE RUBITHERM TECHNOLOGIES, 2016).....	72
FIGURA 5.2. ENERGÍA TÉRMICA ALMACENADA DIARIA POR EL PCM EN LOS DÍAS DE CORRIDA EXPERIMENTAL.	73
FIGURA 5.3. DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LA ENERGÍA TÉRMICA ALMACENADA DIARIA POR EL PCM.	73
FIGURA 5.4. RELACIÓN DE CALOR DESCARGADO/CALOR CARGADO DIARIO POR EL PCM EN LOS DÍAS DE CORRIDA EXPERIMENTAL.	74
FIGURA 5.5. ENERGÍA TÉRMICA ALMACENADA Y CALOR ÚTIL RECUPERADO DIARIA POR EL MÓDULO PVT-PCM.	76
FIGURA 5.6. EFICIENCIA TÉRMICA ACUMULADA DIARIA DEL MÓDULO PVT-PCM EN LOS DÍAS DE CORRIDA EXPERIMENTAL.	77
FIGURA 5.7. EFICIENCIA HÍBRIDA ACUMULADA DIARIA DEL MÓDULO PVT-PCM EN LOS DÍAS DE CORRIDA EXPERIMENTAL.	78
FIGURA 5.8. DIAGRAMAS DE CAJA Y BIGOTES CON DIAMANTES DE INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LAS EFICIENCIAS DEL MÓDULO PV TRADICIONAL Y PVT-PCM PROPUESTO.	79
FIGURA 5.9. VARIABLES AMBIENTALES PARA LOS CINCO DÍAS DE ANÁLISIS DE DESEMPEÑO TÉRMICO PVT-PCM.	80
FIGURA 5.10. RADIACIÓN Y POTENCIA ELÉCTRICA, TÉRMICA E HÍBRIDA GENERADA POR MÓDULO PVT-PCM EN LOS CINCO DÍAS DE ANÁLISIS.	80
FIGURA 5.11. TEMPERATURAS DE OPERACIÓN DE MÓDULO PVT-PCM Y DELTAS DE TEMPERATURA DE FLUÍDO DE TRABAJO Y PCM PARA LOS DÍAS DE ANÁLISIS.	81
FIGURA 5.12. EFICIENCIAS ELÉCTRICA, TÉRMICA E HÍBRIDA INSTANTÁNEAS DEL SISTEMA PVT-PCM Y CALOR ALMACENADO Y DESCARGADO POR EL PCM PARA LOS DÍAS DE ANÁLISIS.....	82
FIGURA 5.13. COMPARACIÓN DE EFICIENCIAS ACUMULADAS ELÉCTRICAS, TÉRMICA E HÍBRIDA DE MÓDULO PV TESTIGO Y PVT-PCM EN LOS DÍAS DE ANÁLISI DE DESEMPEÑO TÉRMICO INSTANTÁNEO.....	82

LISTA DE TABLAS

TABLA 1.1. RESUMEN DEL ESTADO DEL ARTE.	24
TABLA 2.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR, MODELO CS6X-310 (CANADIAN SOLAR INC., 2017).	31
TABLA 2.2. PROPIEDADES DE PCM RT-35, RT-45 Y RT-55 (ADAPTADO DE RUBITHERM TECHNOLOGIES, 2016).	35
TABLA 2.3. LISTA DE REQUERIMIENTOS PARA SELECCIÓN DE ALTERNATIVA.	36
TABLA 2.4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO.	36
TABLA 2.5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MÓDULO HÍBRIDO PVT-PCM.	37
TABLA 2.6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS DEL SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO.	38
TABLA 3.1. VARIABLES DE DESEMPEÑO ELÉCTRICO REGISTRADAS EN CADA SUBSISTEMA FOTOVOLTAICO.	42
TABLA 3.2. CANTIDAD DE PCM CARGADO EN LOS CONTENEDORES Y CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA.	44
TABLA 3.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INDICADOR DE FLUJO UTILIZADO.	46
TABLA 3.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE TEMPERATURAS Y TERMOPARES TIPO K UTILIZADOS. ...	47
TABLA 3.5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA.	48
TABLA 3.6. ESTADÍSTICOS DE ENERGÍA DIARIA GENERADA POR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	55
TABLA 3.7. ESTADÍSTICOS DE EFICIENCIA ELÉCTRICA ACUMULADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	57
TABLA 4.1. ESTADÍSTICOS PRINCIPALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DIARIA GENERADA POR LOS SISTEMAS PV Y PVT-PCM.	60
TABLA 4.2. ESTADÍSTICOS DE EFICIENCIA ELÉCTRICA ACUMULADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	62
TABLA 4.3. ESTADÍSTICOS DE DIFERENCIAS EN EFICIENCIA ELÉCTRICA DIARIA ANTES Y DESPUÉS DE MODIFICACIÓN PVT-PCM.	64
TABLA 5.1. ESTADÍSTICOS DE ENERGÍA TÉRMICA ALMACENADA DIARIA POR EL PCM.	73
TABLA 5.2. ESTADÍSTICOS DE ENERGÍA TÉRMICA RECUPERADA DIARIA EN MÓDULO PVT-PCM.	74
TABLA 5.3. ESTADÍSTICOS DE EFICIENCIA TÉRMICA ACUMULADA DIARIA EN MÓDULO PVT-PCM.	77
TABLA 5.4. ESTADÍSTICOS DE EFICIENCIA HÍBRIDA ACUMULADA DIARIA EN MÓDULO PVT-PCM.	78
TABLA 5.5. SECUENCIA DE DATOS SELECCIONADOS PARA ANÁLISIS TÉRMICO DE MÓDULO PVT-PCM.	79

NOMENCLATURA

Caracteres latinos

A	Área
C_p	Calor específico
d	Diferencia
E	Energía
FF	Factor de forma
G	Radiación solar
I	Corriente eléctrica
I_s	Irradiancia solar
LI	Límite inferior
LS	Límite superior
n	Tamaño de muestra
P	Potencia eléctrica
S	Desviación estándar
t	Estadístico t de Student
T	Temperatura
V	Voltaje, potencial eléctrico
\dot{W}	Potencia térmica
y	Variable

Caracteres griegos

α	Probabilidad de error tipo 1
μ	Media poblacional
η	Eficiencia

Subíndices

Amb	Ambiente
El	Eléctrica
Ent	Entrada de agua
f	Final
gl	Grados de libertad
hib	Híbrida
i	Inicial
j	Iteración
m	Módulo
max	Máximo
min	Mínimo
mp	Máxima potencia
OS	Circuito abierto
PCM	Material de cambio de fase
s	Solar
sal	Salida de agua
SC	Corto circuito
t	Tiempo
ter	Térmica

Acrónimos

AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa o continua
PCM	Material de cambio de fase
PV	Módulo fotovoltaico
PVT	Módulo híbrido fotovoltaico y térmico
PVT-PCM	Módulo híbrido fotovoltaico y térmico con material de cambio de fase
MPPT	Seguimiento de punto de máxima potencia

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Marco teórico

Los paneles solares fotovoltaicos son dispositivos que se encargan de transformar radiación solar (directa y difusa) en energía eléctrica, mediante el aprovechamiento del diferencial de potencial eléctrico producto del efecto fotovoltaico que se presenta en materiales semiconductores expuestos a la luz. La primera celda fotovoltaica de estado sólido del mundo, fue creada en 1883 por el inventor estadounidense Charles Fritts, construida con una oblea de selenio sobre una delgada capa de lámina de oro, con una eficiencia eléctrica de alrededor del 1 % (Rújula, 2009). Las celdas fotovoltaicas actuales, construidas en silicio monocristalino, alcanzan una eficiencia eléctrica de hasta el 46 % bajo condiciones controladas en laboratorio (National Renewable Energy Laboratory, 2019). La gran mayoría de la energía, aproximadamente el 50 % de la radiación solar absorbida por el panel fotovoltaico, se convierte en calor, aumentando la temperatura de operación de las celdas que conlleva a la disminución de la eficiencia eléctrica del dispositivo. Adicionalmente, la exposición prolongada a las altas temperaturas acelera la degradación por efectos térmicos en los materiales usados en su construcción, reduciendo su vida útil y el desempeño a largo plazo del sistema. Es conveniente idear estrategias para reducir la temperatura normal de operación de los sistemas fotovoltaicos, con el fin de mantener sus condiciones óptimas de trabajo, mejorar su eficiencia y prolongar su vida útil.

En el efecto fotovoltaico los electrones que forman enlaces covalentes de un material sólido cristalino expuesto a radiación solar, absorben energía de los fotones que chocan con ellos hasta adquirir la suficiente como para liberarse de sus enlaces y poder entonces desplazarse o conducirse por el material. Induciendo artificialmente un campo eléctrico constante en el material, por medio de una junta p-n, dichos electrones libres pueden recolectarse y conducirse en un circuito eléctrico, donde se genera como consecuencia una corriente continua (DC). Los niveles de baja energía donde se encuentran los electrones que forman los enlaces covalentes del cristal, se conocen como banda de valencia, mientras que los niveles de energía superiores, donde los electrones se liberan de sus enlaces y pueden desplazarse en el material, se conocen como banda de conducción. La diferencia que existe entre la banda de conducción y la banda de valencia, se conoce como banda prohibida, brecha de bandas o brecha energética (Smets et al, 2016).

Wysocki & Rappaport (1960), fueron los primeros en investigar sobre los efectos de la temperatura de operación sobre la eficiencia de celdas fotovoltaicas fabricadas en materiales con anchos de banda prohibida desde 0.7 a 2.4 eV. Fotones con longitud de onda inferior generan el salto del electrón a la banda de conducción y el exceso de energía se disipa en forma de calor (energía térmica), al igual que sucede con la aportada por los fotones con longitud de onda superior, que no tienen la suficiente energía como para excitar al electrón y que éste salte la

banda prohibida. Toda esta energía térmica es almacenada en el material en forma de calor sensible (ver Figura 1.1). Variando la temperatura entre 0 y 400 °C, se encontró que en materiales con ancho de banda pequeño la eficiencia de conversión de energía disminuye a medida que la temperatura aumenta, pasando a ser más eficientes los materiales con ancho de banda más grande.

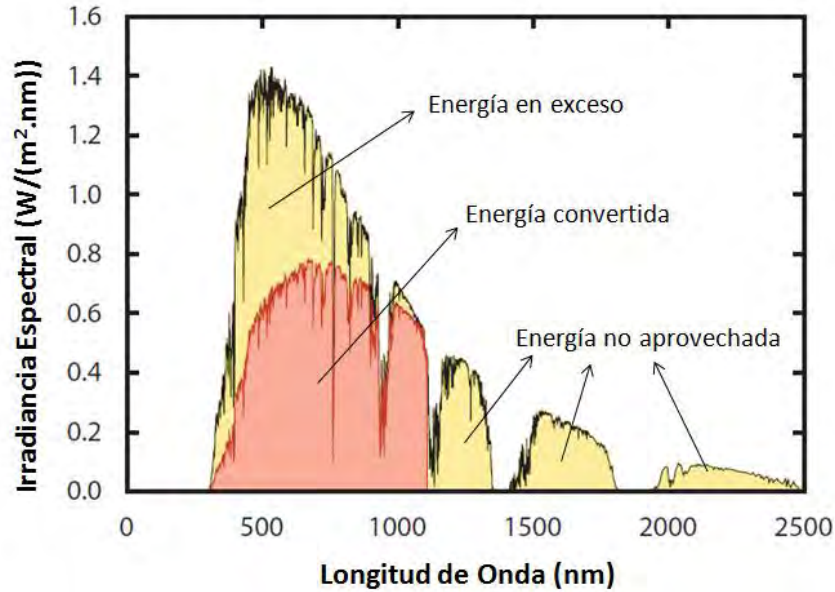


Figura 1.1. Fracción del espectro AM 1.5 que es convertido en energía utilizable por una celda solar fotovoltaica de silicio cristalino (Adaptado de Smets et al., 2016).

La eficiencia de conversión de energía de una celda fotovoltaica depende de sus parámetros de corriente de corto circuito (I_{SC}), voltaje de circuito abierto (V_{OC}) y del factor de forma (FF) como determinantes de la potencia máxima alcanzable, y de la irradiancia incidente (G) en el área total de exposición (A) de la celda como determinante de la potencia de entrada según la ecuación 1.1 (Smets et al., 2016).

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_I} = \frac{V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF}{G \cdot A} \quad 1.1$$

El factor de forma (FF) depende de la calidad de la fabricación de la celda y relaciona la máxima potencia que es posible generar en el módulo con sus corrientes de corto circuito y voltaje de circuito abierto según la ecuación 1.2 (ver Figura 1.2).

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{OC} I_{SC}} \quad 1.2$$

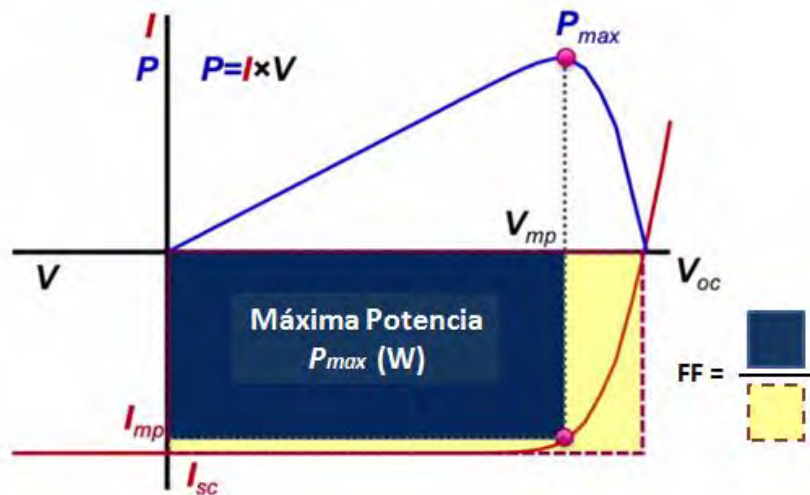


Figura 1.2. Curvas de corriente (I) y potencia (P) vs voltaje (V) de una celda solar fotovoltaica (Adaptado de Smets et al., 2016).

Así mismo, la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto y el comportamiento de la curva de corriente vs voltaje, varían dependiendo de las condiciones de temperatura de operación y radiación global incidente sobre la celda fotovoltaica (ver Figura 1.3).

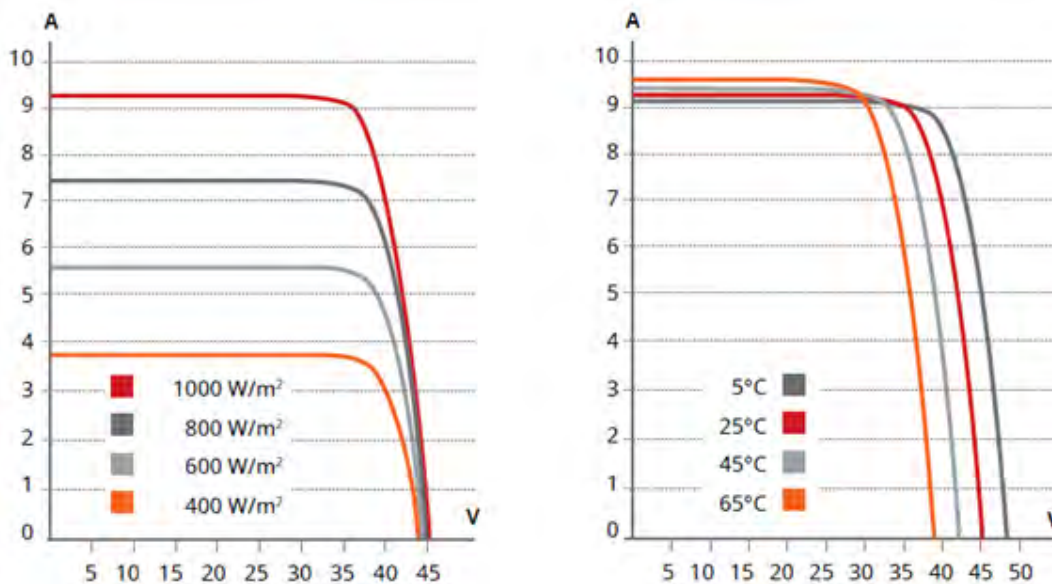


Figura 1.3. Efecto de la irradiancia y la temperatura de operación en la curva de corriente vs voltaje de un módulo de silicio policristalino Canadian Solar CS6X-310 (Canadian Solar Inc., 2017).

Del comportamiento de las curvas de corriente y voltaje para diferentes niveles de irradiancia y temperatura de operación, se puede inferir que la potencia máxima alcanzable por una celda fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiancia, pero inversamente proporcional a la temperatura. La potencia máxima entregable por la celda tiene un efecto combinado por la irradiancia y la temperatura de operación del panel, en la Figura 1.4 se observa que la eficiencia se ve afectada por el aumento en la temperatura de operación y no alcanza el mismo valor que el logrado cuando se controla la temperatura de operación de la celda.

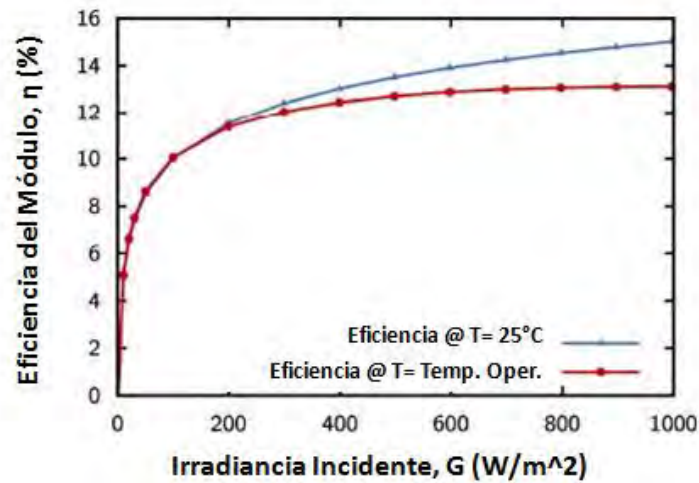


Figura 1.4. Curvas de eficiencia vs irradiancia incidente con temperatura controlada y no controlada (Adaptado de Smets et al., 2016).

La Figura 1.5 presenta una comparación de eficiencias resultado de un modelo que estima el desempeño de un sistema fotovoltaico de silicio policristalino, a diferentes niveles de irradiancia con temperatura no controlada con respecto al mismo sistema con temperatura controlada a 25°C (Lorenz et al., 2011). Se observa una disminución evidente de la eficiencia relativa del sistema por efecto del aumento de su temperatura de operación, llegando a tener pérdidas de aproximadamente un 10 % con una irradiancia de 1000 W/m^2 .

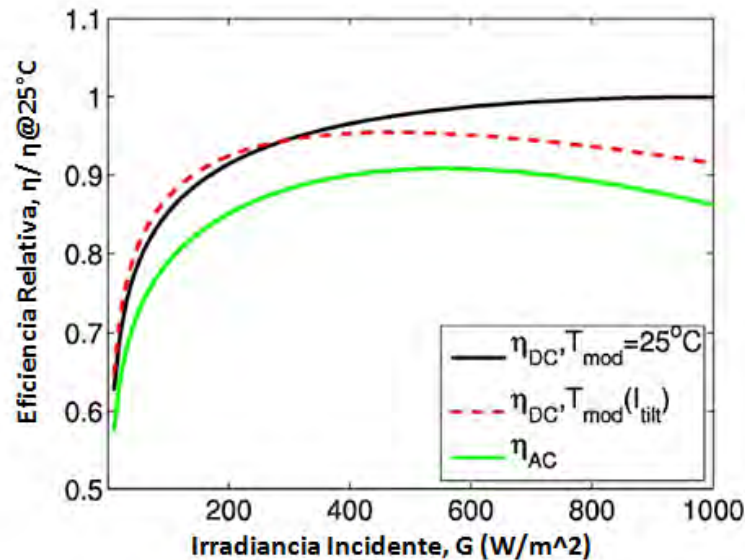


Figura 1.5. Eficiencia relativa de un sistema fotovoltaico con temperatura no controlada (Adaptado de Lorenz et al., 2011).

Con el objetivo de mantener la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos lo más baja posible, se han desarrollado diferentes estrategias de gestión de energía térmica, principalmente para instalaciones bajo condiciones de operación severas, dado que además de mejorar la eficiencia eléctrica reduce la tasa de degradación de las celdas fotovoltaicas, maximizando así la vida útil del sistema fotovoltaico (Siecker et al., 2017). La Figura 1.6 presenta

un resumen de las diferentes alternativas estudiadas en la actualidad como estrategias para controlar la temperatura de operación de celdas fotovoltaicas, entre las que se resalta la instalación de sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos con inclusión de material de cambio de fase (PVT-PCM), que combina las alternativas de recuperar la energía térmica generada en el módulo PV para ser aprovechada en otros requerimientos, como el calentamiento de agua doméstica y/o calor de proceso a nivel industrial, con el almacenamiento de energía térmica para mantener la temperatura del sistema térmico durante cortos periodos de baja o nula radiación (Jia et al., 2019).

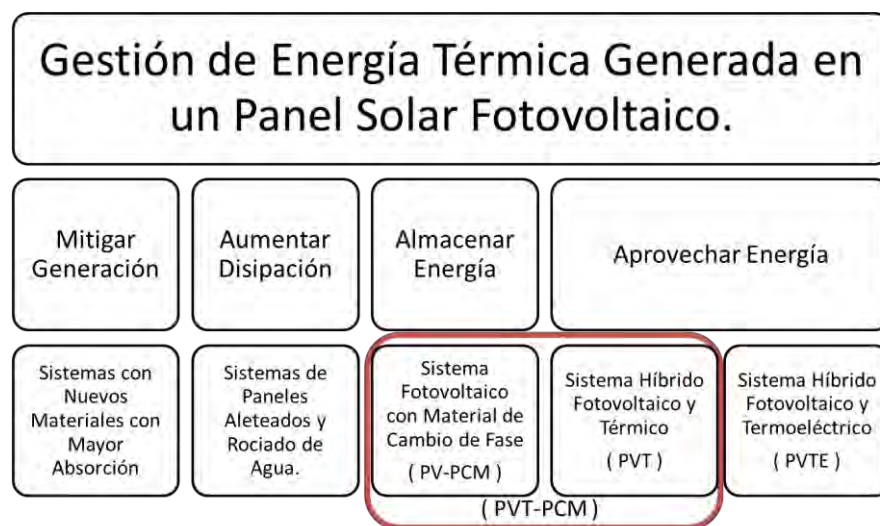


Figura 1.6. Alternativas tecnológicas para la gestión de la energía térmica residual en módulos solares fotovoltaicos.

Los materiales de cambio de fase almacenan energía térmica mediante una combinación de calor sensible (cambio de temperatura en el material) y calor latente (cambio de fase física del material). El proceso de cambio de fase de sólido a líquido es una reacción física endotérmica a temperatura constante para sustancias puras, donde se requiere de una fuente de calor para fundirse (ciclo de carga), mientras que el proceso de cambio de fase de líquido a sólido es una reacción física exotérmica (ciclo de descarga). La cantidad de energía absorbida o rechazada durante los ciclos de carga y descarga del PCM se conoce como entalpía de fusión y solidificación. Dada la alta capacidad de almacenamiento de energía por unidad de masa a diferentes niveles de temperatura, los PCM han sido foco de una gran cantidad de estudios del área de la energía solar (A K Pandey et al., 2018). Dependiendo de su composición química existen diferentes tipos de PCM (ver Figura 1.7), siendo los más comúnmente utilizados en sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos los compuestos parafínicos orgánicos. La Figura 1.8 presenta los rangos de entalpía de fusión y temperatura de cambio de fase sólido-líquido de diferentes PCM, donde se observa que los compuestos parafínicos cubren un amplio rango de la zona de aplicaciones de baja temperatura, por lo que además de su bajo costo, abundante disponibilidad comercial, bajo peso, baja actividad química y bajo potencial corrosivo, los hace ideales para sistemas híbridos PVT-PCM (Kalidasan et al., 2019).



Figura 1.7. Caracterización de materiales de cambio de fase (PCM) (Adaptado de Pandey et al., 2018).

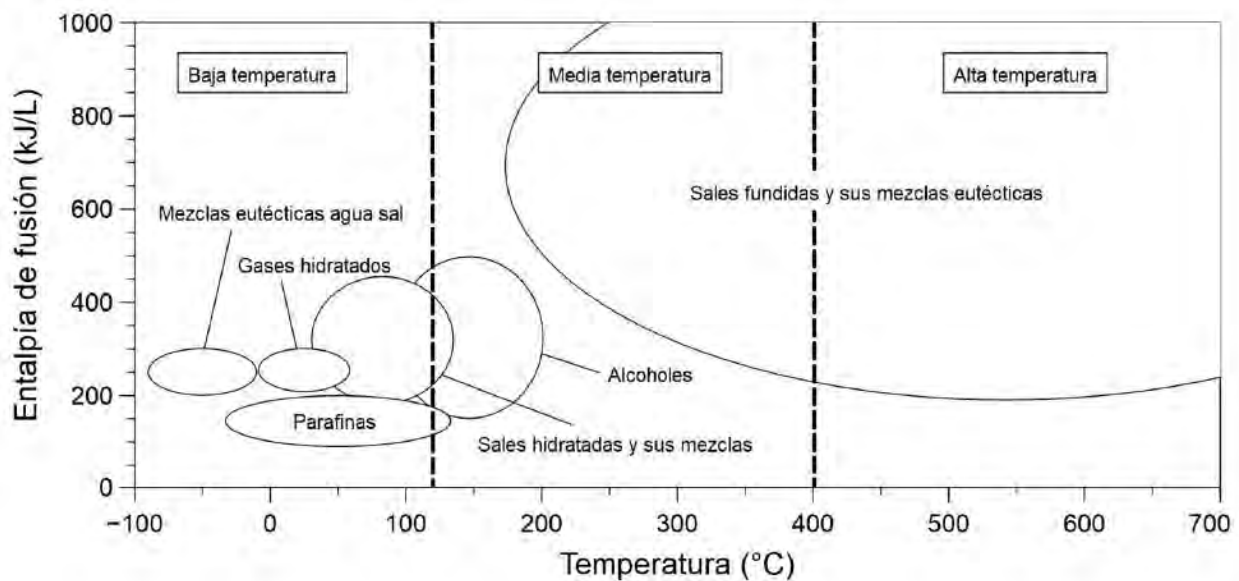


Figura 1.8. Entalpía de fusión vs. temperatura de diferentes PCM (Adaptado de Baetens et al., 2010).

1.2 Estado del arte

La eficiencia de los módulos solares fotovoltaicos ha venido en aumento con la utilización de nuevos materiales y diseños de celdas. La Figura 1.9 presenta el registro histórico de las eficiencias de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes y tecnologías, donde se puede observar que la mayor eficiencia alcanzada es de un 40.6 % para un módulo híbrido multijuntas con concentración solar a escala de laboratorio con un área entre 200 a 800 cm², mientras que la mayor eficiencia de un módulo solar de silicio policristalino es de 19.9 %, siendo éste último el tipo de módulo solar fotovoltaico más utilizado a nivel mundial, dado su bajo costo y relativa facilidad de construcción (Smets et al., 2016).



Figura 1.9. Registro de eficiencia de módulos solares fotovoltaicos (National Renewable Energy Laboratory, 2019)

A escala comercial los módulos solares fotovoltaicos fabricados con silicio policristalino tienen una eficiencia promedio de alrededor del 15 %. Grandes esfuerzos de la comunidad científica e industrial internacional han sido puestos en el desarrollo esta tecnología y cómo hacerla más eficiente, no sólo desde la perspectiva de los módulos fotovoltaicos, sino también de sistemas de control que permitan aprovechar al máximo la energía disponible en la radiación solar.

La Figura 1.10 presenta el registro histórico de los últimos 12 años del número de investigaciones y publicaciones relacionadas con la tecnología fotovoltaica y cómo hacerla más eficiente, donde se observa que la tendencia ha sido creciente con 5839 publicaciones científicas en el año 2019.

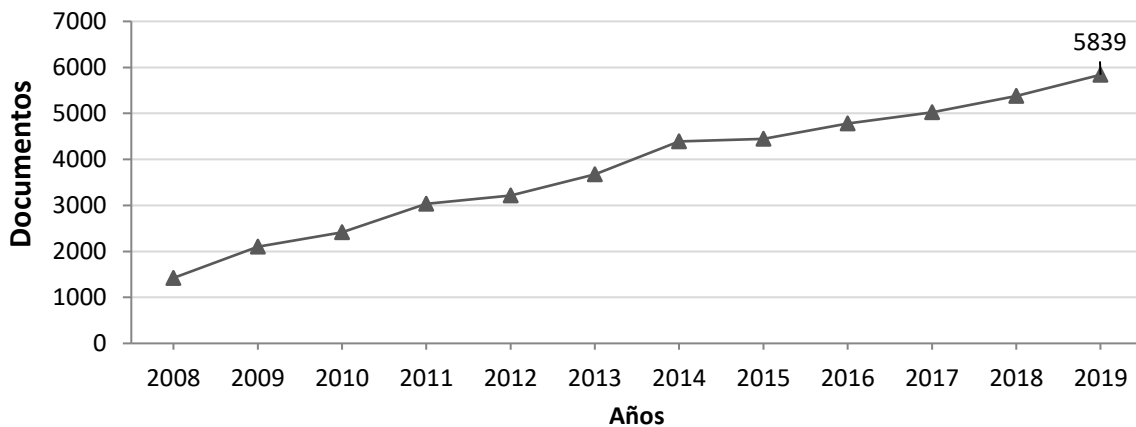


Figura 1.10. Histórico de número de publicaciones anuales relacionadas con la tecnología fotovoltaica y su eficiencia¹.

De estos documentos se tienen 213 publicaciones científicas y 657 patentes otorgadas, para un total de 870 documentos en el año 2019, correspondiendo al 3.6 % de la producción intelectual de ese año en sistemas fotovoltaicos (ver Figura 1.11). Teniendo en cuenta la pendiente positiva en la curva del número de investigaciones y patentes solicitadas anualmente, se puede inferir que la tecnología solar híbrida fotovoltaica y térmica se encuentra en estado de crecimiento.

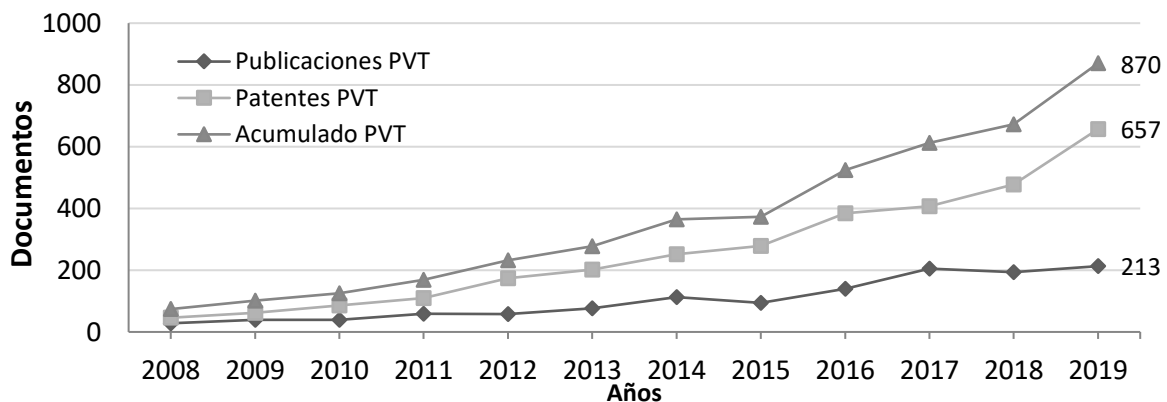


Figura 1.11. Histórico acumulado de publicaciones científicas y patentes².

¹ Análisis bibliométrico en base de datos SCOPUS. Criterio de búsqueda: "Photovoltaic Efficiency"

² Análisis de patentes en base de datos Derwent Innovation. Criterio de búsqueda: "Hybrid Photovoltaic Thermal Solar Energy"

En la Tabla 1.1 se presenta un resumen de las publicaciones de los últimos 5 años relacionadas con sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos, donde se evidencia la ausencia de estudios experimentales de la tecnología solar híbrida con inclusión de materiales de cambio de fase (PVT-PCM) comparados con sistemas fotovoltaicos tradicionales de manera simultánea en países cercanos a la línea ecuatorial, siendo India el único país presente, con una investigación donde se compara el desempeño de un módulo solar híbrido PVT con y sin PCM, contra un panel solar fotovoltaico convencional, para diferentes días de manera no simultánea (Preet et al., 2017). Las demás investigaciones en PVT-PCM, se limitan a condiciones ambientales en países donde se dan las cuatro estaciones, alejados del ecuador, siendo China e Irán los líderes en la materia en los últimos 2 años. Teniendo en cuenta que las condiciones de radiación y temperatura ambiente son más severas en países cercanos al ecuador, es posible que la tecnología híbrida solar fotovoltaica y térmica con PCM sea más eficiente energéticamente, presentando potencial como alternativa de gestión de energía térmica en sistemas fotovoltaicos.

En el montaje experimental y el diseño del módulo híbrido propuesto por Maatallah et al. (2019) (ver Figura 1.12), el serpentín de cobre se encuentra en contacto directo con una placa absorbidora plana de aluminio que se encuentra en la parte posterior del módulo fotovoltaico tradicional, y sumergido en cera de parafina que trabaja como PCM. El análisis exergo económico realizado concluye que con la incorporación del PCM se logra un aumento de 17.33 % en la eficiencia eléctrica respecto al módulo fotovoltaico tradicional y una eficiencia global del sistema de 28.86 %. La temperatura máxima alcanzada en el módulo híbrido PVT-PCM fue de 56 °C con una temperatura de punto de fusión de 57 °C del material de cambio de fase. En este estudio, la eficiencia eléctrica no se mide de manera directa, sino por medio de la medición del voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito de los módulos fotovoltaicos, el paso de tiempo entre mediciones es de 60 minutos, lo que no permite un análisis del efecto transitorio del cambio de radiación solar incidente sobre los módulos.

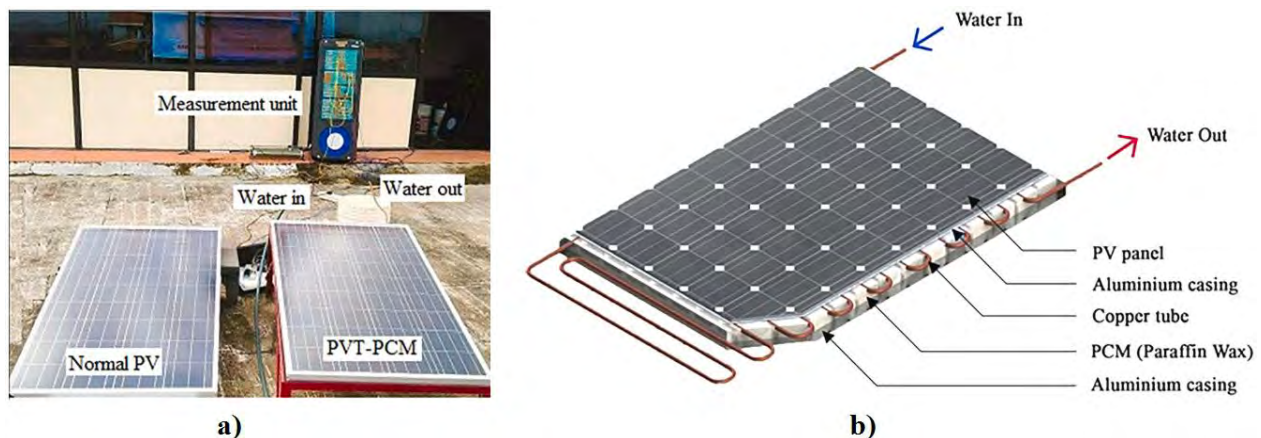


Figura 1.12. Sistema híbrido propuesto por Maatallah et al. (2019). **a)** Montaje experimental de sistema. **b)** Diseño de módulo híbrido PVT-PCM.

Tabla 1.1. Resumen del estado del arte.

Año	Tecnología			Título del Trabajo	Tipo de Investigación		Ubicación
	PV-PCM	PVT-PCM	PVT		Teórica	Experimental	
2019		✓		Exergo-economic analysis of a serpentine flow type water based photovoltaic thermal system with phase change material (PVT-PCM/water) (Maatallah et al., 2019)		✓	India
2019		✓		Modeling and experimental validation of a PVT system using nanofluid coolant and nano-PCM (Al-Waeli et al., 2019)	✓	✓	Malasia
2019			✓	Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady- state and dynamic outdoor conditions (Guarracino et al., 2019)		✓	Chipre
2019			✓	A comprehensive assessment of alternative absorber-exchanger designs for hybrid PVT-water collectors (Herrando et al., 2019)	✓		España
2019	✓	✓	✓	Numerical and outdoor real time experimental investigation of performance of PCM based PVT system (H Fayaz et al., 2019)	✓	✓	Malasia
2018		✓		Energy performance analysis of a novel solar PVT loop heat pipe employing a microchannel heat pipe evaporator and a PCM triple heat exchanger.(Li et al., 2018)	✓		China
2018			✓	Comparative investigation of performances for HIT-PV and PVT systems. (Zhang et al., 2018)		✓	China
2018		✓		Energy and exergy analysis of nanofluid based photovoltaic thermal system integrated with phase change material (Hosseinizadeh et al., 2018)	✓	✓	Iran
2018	✓			Optimization of finned solar photovoltaic phase change material (finned pv pcm) system (Khanna et al., 2018)	✓		India
2018			✓	An experimentally validated, transient model for sheet and tube PVT collector (Sakellariou and Axaopoulos, 2018)	✓	✓	Grecia
2017		✓	✓	Experimental investigation of water based photovoltaic/thermal (PV/T) system with and without phase change material (PCM) (Preet et al., 2017)		✓	India
2017	✓			Improving the performance of photovoltaic cells using pure and combined phase change materials – Experiments and transient energy balance (Hachem et al., 2017)		✓	Líbano
2017		✓		Maximizing the energy output of a photovoltaic–thermal solar collector incorporating phase change materials (Su et al., 2017)	✓		China
2017			✓	Simulation and experimental performance analysis of a modified PV panel to a PVT collector (Sakellariou and Axaopoulos, 2017)	✓	✓	Grecia
2016	✓			Heat transfer studies of photovoltaic panel coupled with phase change material (Kant et al. , 2016)	✓		India - Francia
2016			✓	Investigating the performance of a water-based photovoltaic/thermal (PV/T) collector in laminar and turbulent flow regime (Yazdanifard et al., 2016)	✓		Iran
2016	✓			A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: Comparative study under Algiers climatic conditions (Hamidat et al., 2016)		✓	Algeria
2016			✓	Dynamic coupled thermal-and-electrical modelling of sheet-and-tube hybrid photovoltaic / thermal (PVT) collectors (Guarracino et al., 2016)	✓		Reino Unido
2016	✓			Development of a thermal model for a hybrid photovoltaic module and phase change materials storage integrated in buildings (Kibria et al., 2016)	✓		Australia
2015			✓	Design, modeling and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) water collector (Aste et al., 2015)	✓	✓	Italia
2015			✓	Experimental research on the performance of household-type photovoltaic-thermal system based on micro-heat-pipe array in Beijing (Deng et al., 2015)		✓	China
2015			✓	Solar energy for net zero energy buildings - A comparison between solar thermal, PV and photovoltaic-thermal (PV/T) systems (Good et al., 2015)	✓		Noruega
2015			✓	Experimental investigation of a building integrated photovoltaic/thermal roof collector combined with a liquid desiccant enhanced indirect evaporative cooling system (Buker et al., 2015)		✓	Reino Unido
2015		✓		Indoor Characterization of a Photovoltaic/ Thermal Phase Change Material System (Browne et al., 2015)		✓	Irlanda

Al-Waeli et al. (2019) proponen un modelo con validación experimental para un módulo híbrido PVT-PCM donde se instala un contenedor de PCM de acero galvanizado en la parte posterior de un módulo fotovoltaico tradicional, dentro de ese contenedor se encuentra un serpentín de cobre, que no está en contacto directo con las celdas fotovoltaicas, por donde circula un nanofluido preparado con agua y carburo de silicio en un circuito térmico (ver Figura 1.13). Del sistema experimental analizado se obtuvo una eficiencia eléctrica de 13.7 % y eficiencia térmica de 72 %, que no fue comparada con un sistema fotovoltaico tradicional, pero si con otros sistemas híbridos PVT-PCM de otros autores. La temperatura máxima alcanzada en el nanofluido térmico fue de 36.5 °C, utilizando un material de cambio de fase a 40 °C que no alcanzó a fundirse por completo.

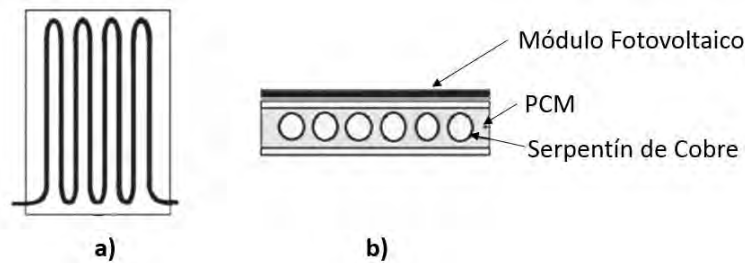


Figura 1.13. Módulo híbrido fotovoltaico propuesto por Al-Waeli et al. (2019). a) Vista posterior. b) Vista de sección.

La Figura 1.14 presenta el módulo híbrido PVT-PCM propuesto por Fayaz et al. (2019), donde se instala en la parte posterior de un módulo fotovoltaico tradicional un serpentín de tubería delgada de aluminio cubierto por polvo de cera parafínica empacado en bolsas de plástico-aluminio que tiene una temperatura de cambio de fase de 44 °C. La máxima temperatura alcanzada en el Módulo PVT-PCM fue de 64.8 °C con una eficiencia global híbrida de 82.87 %. En éste diseño el serpentín hace contacto directo con la lámina de TEDLAR que se encuentra en la parte posterior del módulo fotovoltaico, sin tener una placa absorbidora de energía térmica para distribuir la transferencia de calor uniformemente sobre toda su área, por lo que se generan perfiles de temperatura en las celdas de silicio, lo cual no es recomendable (Smets et al., 2016).

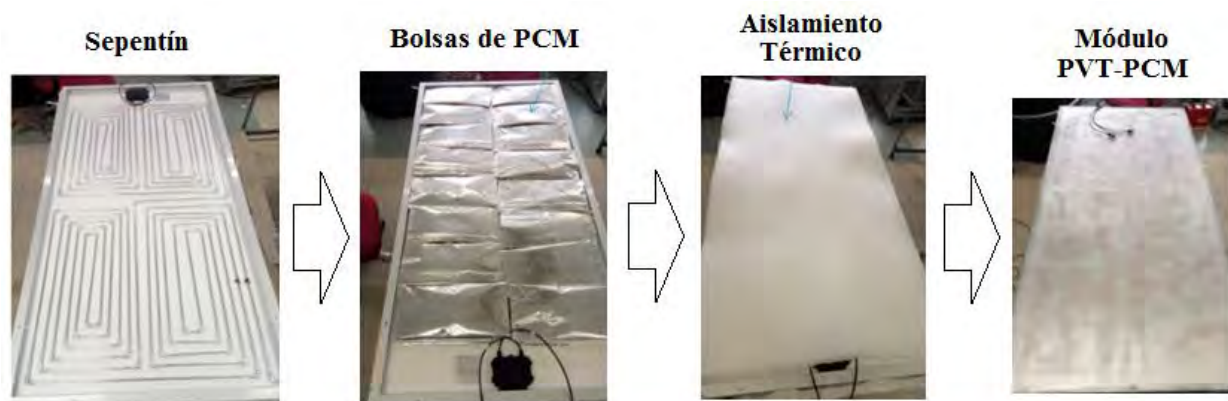


Figura 1.14. Módulo híbrido PVT-PCM propuesto por Fayaz et al. (2019).

Hosseinzadeh et al. (2018), realizaron un análisis energético y exergético comparativo con un sistema fotovoltaico tradicional y un módulo híbrido PVT-PCM (ver Figura 1.15). A diferencia de los diseños anteriores, el módulo híbrido PVT-PCM cuenta con una placa absorbidora que contiene tubos por donde circula el fluido de trabajo térmico, logrando una transferencia de calor directa al mismo, alcanzando una temperatura promedio en el día de 41.2°C con un material con temperatura de cambio de fase a 46°C . La eficiencia del sistema PVT-PCM propuesto fue de 65.71 %.

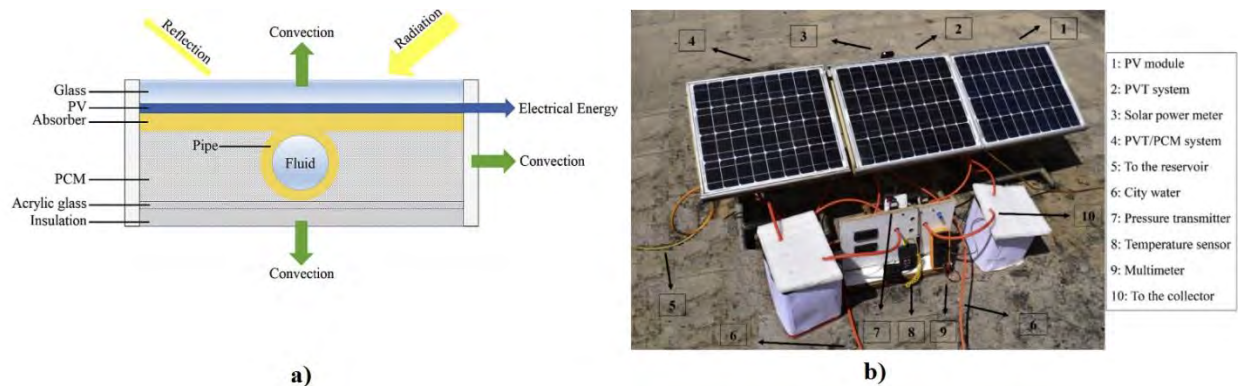


Figura 1.15. Sistema híbrido propuesto por Hosseinzadeh et al. (2018). a) Módulo PVT-PCM. b) Montaje experimental.

Un diseño presentado por Preet et al. (2017), propone un módulo híbrido PVT-PCM compuesto por un serpentín de cobre sumergido en material de cambio de fase con una placa absorbidora con aletas instalados en la parte posterior de un módulo fotovoltaico tradicional según el esquema de la Figura 1.16. Con el objetivo de lograr una distribución uniforme de la energía térmica y evitar la estratificación de temperatura en el material de cambio de fase se agregan aletas a la placa absorbidora del sistema. Utilizando un material de cambio de fase a 28°C , se logra una eficiencia térmica de 35.4 % y se aumenta la eficiencia eléctrica del módulo fotovoltaico en 12.6 %.

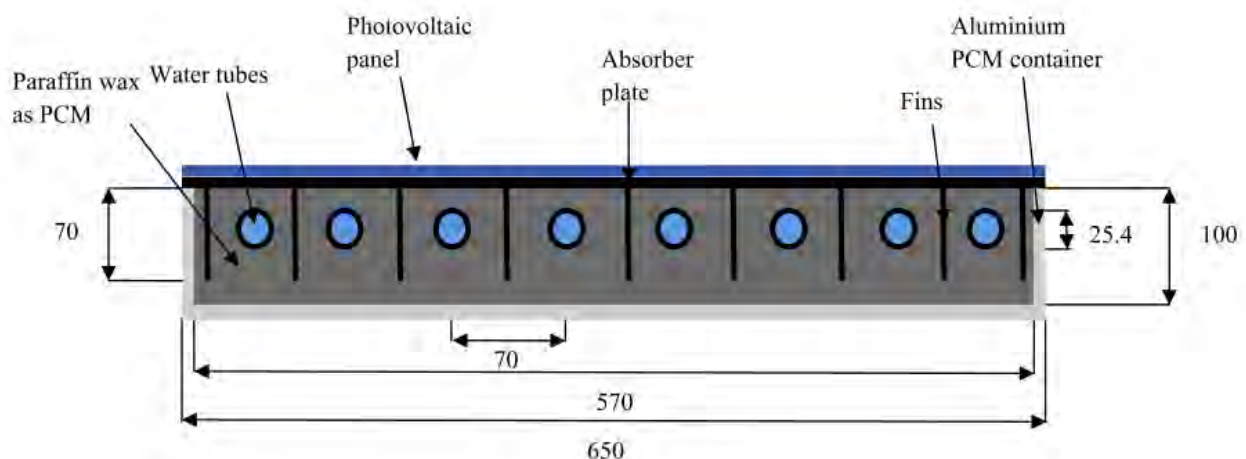


Figura 1.16. Diseño de módulo PVT-PCM propuesto por Preet et al. (2017).

Ninguna de las tecnologías estudiadas ha alcanzado el nivel comercial. Todavía existen diseños no probados y los autores concuerdan en que se necesita tener modelos matemáticos que permitan predecir el comportamiento de esta tecnología para diferentes condiciones climáticas (Preet, 2018). Adicionalmente, se debe mejorar la velocidad de transferencia de calor y la conductividad de los materiales de cambio de fase, y aumentar la eficiencia de la extracción de calor y regulación de la energía térmica de los sistemas (Herrando et al., 2019).

1.3 Planteamiento del problema y justificación

El requerimiento de energía a nivel mundial crece día a día. Las últimas proyecciones de la Administración Estadounidense de Información sobre Energía (E.I.A. por sus siglas en inglés), pronostica que para el año 2040 la generación mundial de electricidad incremente en un 45 %, pasando de 23.4 trillones de kilovatios hora (1×10^{12} kWh) en 2015, a 34.0 trillones de kilovatios hora en el año 2040 (U.S. Energy Information Administration, 2017) (ver Figura 1.17). La energía de fuentes renovables se proyecta como la de más rápido desarrollo con un crecimiento promedio de 2.8 % anual en participación del mercado de energía mundial. La energía de fuentes renovables, en primera instancia, reemplazaría las plantas de generación de carbón, seguido de los combustibles líquidos, que en total perderían un 15 % en porcentaje de participación en el mercado (ver Figura 1.18).

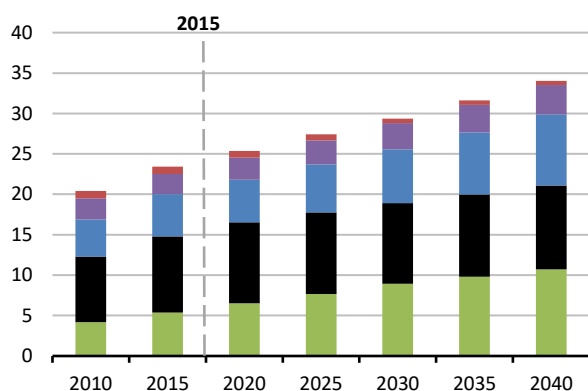


Figura 1.17. Generación de energía neta mundial por fuente de energía. (Trillones de kilovatios hora) (U.S. Energy Information Administration, 2017).

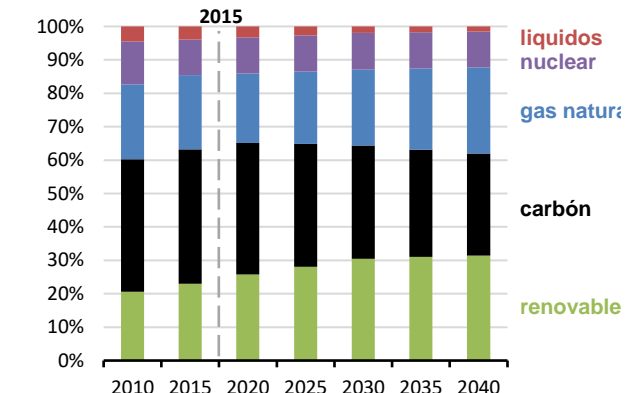


Figura 1.18. Participación en la generación de electricidad de diferentes fuentes de energía (Porcentajes) (U.S. Energy Information Administration, 2017).

En el panorama nacional, el Ministerio de Minas y Energía, en la Resolución 40098 del 7 de febrero de 2017, por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia, Generación y Transmisión 2016-2030, proyecta un aumento en la demanda de aproximadamente 4000 MW de potencia pico, pasando de 10310 MW en 2017 a 13709 MW en 2031 para el escenario de medio consumo (UPME, 2016) (ver Figura 1.19). Para mantener la confiabilidad de la red interconectada nacional es necesaria la inclusión de 3399 MW de potencia a la capacidad de 18281 MW instalada actualmente en Colombia, de los cuales se pronostican 1193 MW con tecnología solar

fotovoltaica con el objetivo de optimizar los costos de inversión y de operación de la red y, por lo tanto, minimizar el precio bolsa de la energía en Colombia.

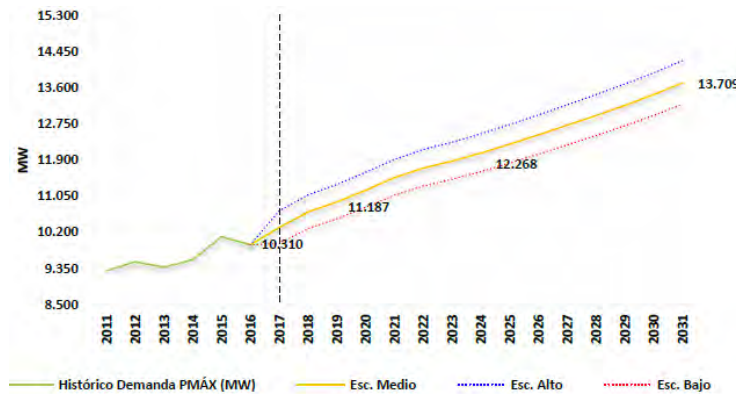


Figura 1.19. Proyección de demanda de energía eléctrica 2017-2031 Colombia (megavatios, MW) (UPME, 2016).

Teniendo en cuenta el aumento de demanda de energía, la radiación solar disponible en diferentes regiones de Colombia (ver Figura 1.20), se pronostica que más del 50 % de esta nueva capacidad instalada en generación solar a gran escala, autogeneración y generación distribuida será incluida en los departamentos del Caribe colombiano. En la Figura 1.21, se presentan los porcentajes de participación de las diferentes fuentes de energía en la expansión de generación eléctrica a nivel nacional, donde se observa que el 38 % correspondería a fuente solar fotovoltaica, y de este porcentaje, aproximadamente el 62 % se incluirá en Departamentos de la región Caribe colombiana.

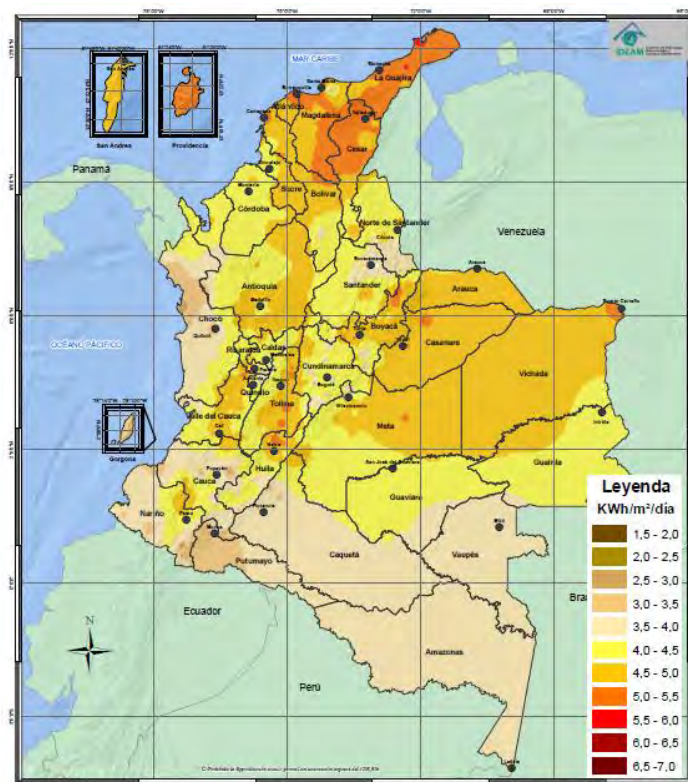


Figura 1.20. Mapa de Irradiación Global Horizontal en Colombia (Ideam, 2014).

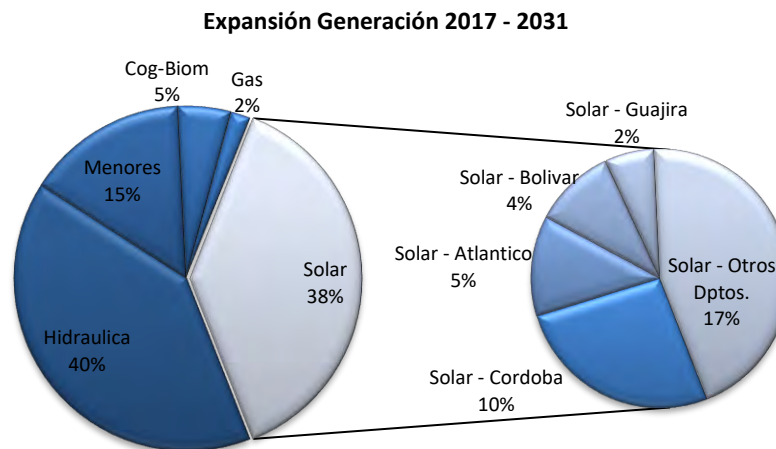


Figura 1.21. Participación en la capacidad instalada de diferentes fuentes de energía (megavatios, MW, y porcentajes) (UPME, 2016).

Dado el alto potencial solar de la región Caribe, los futuros proyectos de generación solar fotovoltaica en la región, el limitado número de investigaciones en sistemas híbridos solares fotovoltaicos y térmicos con almacenamiento por medio de PCM, se plantea realizar una evaluación experimental del desempeño energético de un sistema PVT-PCM comparado con un sistema fotovoltaico tradicional en operación simultánea, con el fin de identificar si el sistema propuesto puede ser una alternativa para mejorar la eficiencia de sistemas fotovoltaicos convencionales.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Comparar experimentalmente el desempeño energético de un módulo solar híbrido fotovoltaico/térmico con almacenamiento y recuperación de energía mediante la utilización de material de cambio de fase (PVT-PCM), con un módulo solar fotovoltaico tradicional (PV) como testigo.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Diseñar un módulo solar prototipo de tecnología híbrida PVT-PCM y un sistema PV tradicional testigo.
2. Construir el montaje experimental de la tecnología solar híbrida PVT-PCM propuesta y PV tradicional.
3. Obtener datos experimentales del desempeño del módulo híbrido PVT-PCM propuesto y del módulo solar PV tradicional.
4. Comparar el desempeño energético del sistema PVT-PCM propuesto respecto al sistema PV tradicional mediante métodos estadísticos objetivos.

1.5 Estructura del documento

El presente documento muestra las actividades realizadas para el cumplimiento del objetivo general y objetivos específicos planteados. El capítulo 2 inicia con el diseño del módulo PVT-PCM propuesto y sistema fotovoltaico testigo, donde se presentarán las diferentes alternativas existentes basados en revisión de la literatura científica y estado de la técnica. Posteriormente, en el capítulo 3, se muestran las etapas de construcción, montaje y puesta a punto de la plataforma experimental, calibración de los equipos de adquisición de datos y la identificación de la diferencia de desempeño entre los módulos fotovoltaicos utilizados sin modificaciones. En el capítulo 4 se realiza el análisis comparativo de desempeño eléctrico entre el sistema PVT-PCM y el sistema fotovoltaico testigo durante las pruebas de campo realizadas a diferentes condiciones exteriores presentadas en la campaña de toma de datos. En el capítulo 5 se realiza el análisis de desempeño térmico e híbrido del sistema PVT-PCM propuesto, donde se cuantifica la energía total generada por el módulo y su eficiencia global estimada. Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo y se proponen futuros proyectos en la misma línea de investigación.

2 DISEÑO DEL MÓDULO PVT-PCM PROPUESTO Y SISTEMA PV TESTIGO

En este capítulo se dará una descripción de los pasos del proceso de diseño del sistema híbrido fotovoltaico y térmico con material de cambio de fase propuesto. La primera sección presenta el estado actual la tecnología solar fotovoltaica y los módulos híbridos fotovoltaicos y térmicos con inclusión de material de cambio de fase (PVT-PCM), como base para definir las alternativas de diseño conceptual. La segunda sección presenta el diseño conceptual con la selección de la alternativa y el desarrollo del diseño básico del sistema. La tercera sección presenta el diseño de detalle con los planos y especificaciones técnicas del sistema híbrido fotovoltaico y térmico propuesto.

2.1 Alternativas de diseño.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos.

La Universidad del Norte cuenta con dos módulos solares fotovoltaicos fabricados con celdas de silicio policristalino del fabricante Canadian Solar, modelo MaxPower CS6X-310. Éstos paneles fueron seleccionados para el presente trabajo de investigación, dado que la fabricación en silicio policristalino es el tipo de módulo solar fotovoltaico más común en las instalaciones domésticas y a gran escala a nivel internacional (Margolis et al., 2019). La Tabla 2.1. presenta las principales especificaciones técnicas en términos de variables eléctricas, mecánicas y térmicas de mayor impacto en el desempeño de los módulos propuestos. Con unas dimensiones generales de 1954 x 982 x 40 mm, tiene un área frontal de 1.9188 m² (ver Figura 2.1). Constituido por 72 celdas de silicio policristalino en un arreglo 6 x 12, entrega una potencia máxima de 310 W bajo condiciones estándar de prueba que disminuye en un 0.41 % por cada grado Celsius de aumento de temperatura de operación a partir de 25 °C. La Figura 2.2. presenta las curvas características de corriente vs. voltaje de los módulos, donde se observan los efectos de la radiación y la temperatura de operación sobre las variables de desempeño eléctrico.

Tabla 2.1. Especificaciones técnicas de módulo fotovoltaico Canadian Solar, modelo CS6X-310 (Canadian Solar Inc., 2017).

Variables Eléctricas		Variables Mecánicas y Térmicas	
Potencia Máxima Nominal	310 W	Tipo de Celda	Si Policristalino,
Voltaje de Circuito Abierto	44.9 V	Área Superficial	6 pulgadas
Corriente de Corto Circuito	9.08 A	Coefficiente de Temperatura de Potencia Máxima	1.92 m ²
Factor de Llenado (Fill Factor, FF)	0.76	Coefficiente de Temperatura de Voltaje Circuito Abierto	-0.41 % / °C
Eficiencia Nominal	16.16 %	Coefficiente de Temperatura de Corriente de Corto Circuito	-0.31 % / °C
Tolerancia de Potencia	0 ~ + 5 W	Temperatura de Operación	0.053 % / °C
			-40 °C ~ + 85 °C

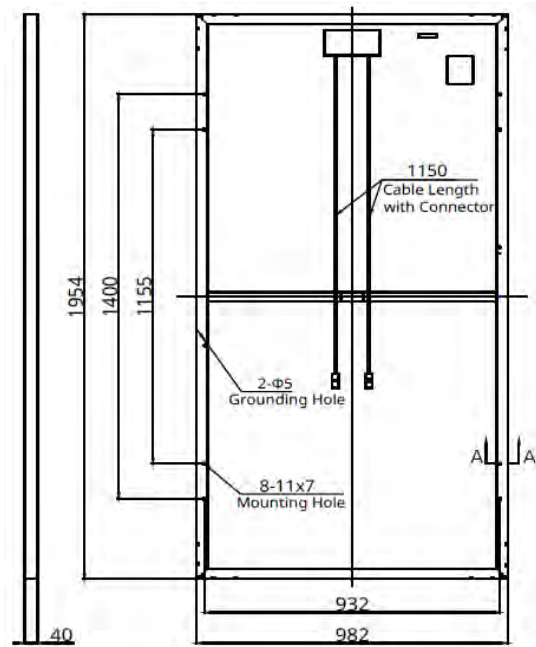


Figura 2.1. Dimensiones del módulo fotovoltaico Canadian Solar, modelo CS6X-310 (Canadian Solar Inc., 2017).

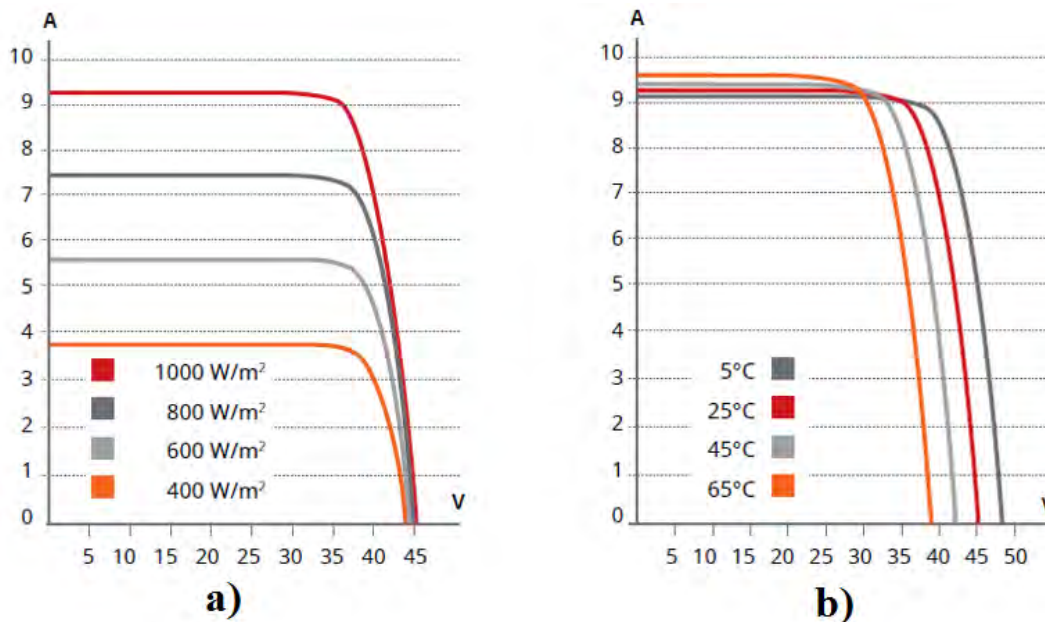


Figura 2.2. Curvas características de Corriente vs. Voltaje del módulo solar Canadian Solar modelo CS6X-310. **a)** Temperatura de operación = 25 °C. **b)** Radiación global incidente = 1000 W / m² (Canadian Solar Inc., 2017).

2.1.2 Sistema fotovoltaico testigo de tecnología tradicional

Los sistemas de generación con energía solar fotovoltaica se dividen en dos grandes grupos, los sistemas sencillos que generan energía en modo isla sin entregar a la red, conocidos como sistemas off-grid o stand-alone, y aquellos sistemas grandes que entregan potencia a una red de distribución de energía local, regional o nacional como en las granjas solares. La diferencia además del tamaño y capacidad de generación se centra en los equipos necesarios para

transformar la energía generada en los módulos en energía eléctrica útil. Hernández-Callejo et al. (2019), proponen una clasificación adicional a la general antes mencionada para los sistemas fotovoltaicos dependiendo de si se cuenta con sistemas de generación de respaldo y/o almacenamiento de energía en baterías (ver Figura 2.3).

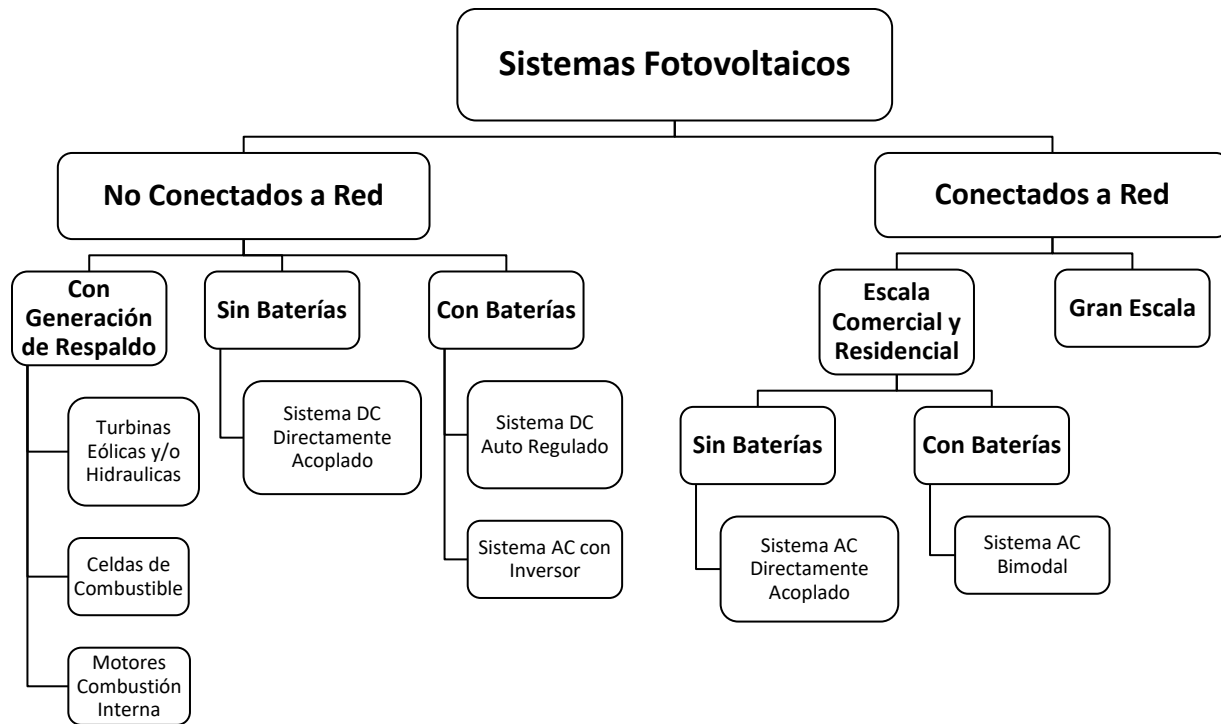


Figura 2.3. Clasificación de sistemas fotovoltaicos, adaptado de Hernández-Callejo et al., 2019.

Dada su flexibilidad y bajo costo, los sistemas fotovoltaicos no conectados a red sobresalen entre las configuraciones presentadas. Estos sistemas se caracterizan por trabajar de forma autónoma, por lo general diseñados y contruidos pensando en satisfacer una demanda de energía específica que puede ser constante o variable. Las baterías deben tener la suficiente capacidad para almacenar la energía generada durante el día para ser usada durante periodos de mal clima, mucha nubosidad y baja o nula radiación. Para obtener energía eléctrica en forma de corriente alterna se hace necesaria la inclusión de un inversor que convierte corriente directa (DC) a corriente alterna (AC) (ver Figura 2.4).

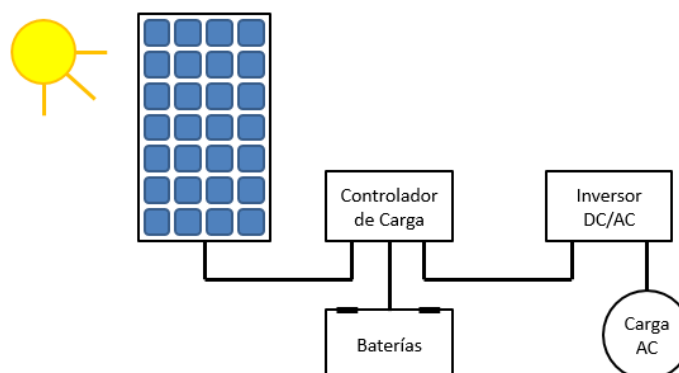


Figura 2.4. Sistema fotovoltaico no conectado a red con baterías acople AC.

2.1.3 Colectores híbridos fotovoltaicos y térmicos

En el capítulo 1 se definen los sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos como dispositivos en los que se extrae calor de módulos fotovoltaicos con el objetivo de mantener la temperatura de operación baja y mejorar así su eficiencia eléctrica. Adicionalmente, este calor puede ser utilizado en alguna otra aplicación en la que se requiera como fuente principal de energía, como bombas de calor (Obalanlege et al., 2020), calentamiento de agua domestica (Kalogirou and Tripanagnostopoulos, 2006), calentamiento de espacios (Huang et al., 2006), potabilización de agua (Mittelman et al., 2009), refrigeración (Daghigh and Khaledian, 2018), entre otras. Existen varias clasificaciones de sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos según el medio de extracción del calor (agua, aire, mixtos, nanofluidos, fluidos térmicos y materiales de cambio de fase/PCM), tipo de extracción de calor (circulación natural o forzada), tipo de entrada de energía solar (concentración y sin concentración), tipo de configuración del sistema (canales aleteados, con placa absorbadora, canales por encima o por debajo del módulo fotovoltaico), uso final (calentamiento de agua, calor de proceso, calentamiento de espacios e integrados a edificaciones), uso de filtros de espectro de radiación (filtros líquidos y filtros de cristal) (Sandeep S. Joshi and Dhoble, 2018).

En la literatura científica se pueden encontrar diversos diseños de módulo híbrido PVT-PCM, la Figura 2.5 presenta los cuatro diseños característicos que incluyen diferentes localizaciones y encapsulamientos del PCM en el módulo. El diseño básico consta de una placa absorbadora ubicada en la parte posterior del módulo PV sobre la que se instalan canales de fluido de trabajo que pueden ser cuadrados o tubería circular, sobre estos se sitúa uno o varios contenedores de PCM cubiertos por una capa de aislamiento térmico (ver Figura 2.5.a). En éste diseño se logra una buena transferencia de calor al fluído de trabajo, pero pobre absorción de calor por el PCM (H. Fayaz et al., 2019). En el segundo diseño se integran los canales del fluido de trabajo en el interior del contenedor de PCM (ver Figura 2.5.b), obteniendo una buena transferencia de calor hacia el PCM, pero sacrificando la recuperación de calor en el circuito térmico dada la baja conductividad térmica del PCM (Al-Waeli et al., 2019). El tercer diseño propuesto integra los dos primeros, colocando los canales del fluido de trabajo sobre la pared del contenedor de PCM que trabaja como placa absorbadora en la parte posterior del módulo PV (ver Figura 2.5.c), dependiendo del espesor del contenedor de PCM y la separación entre canales se puede generar una estratificación de temperaturas en el interior del contenedor disminuyendo así la absorción y recuperación de calor del PCM (Hosseinzadeh et al., 2018; Maatallah et al., 2019). El cuarto diseño estudiado mantiene los canales del fluido de trabajo en el interior del contenedor de PCM con aletas que sobresalen de su pared extendiendo la superficie de la placa absorbadora (ver Figura 2.5.d), mejorando la transferencia de calor al PCM pero manteniendo una baja recuperación, dado que los canales no están en contacto directo con la placa absorbadora (Preet et al., 2017).

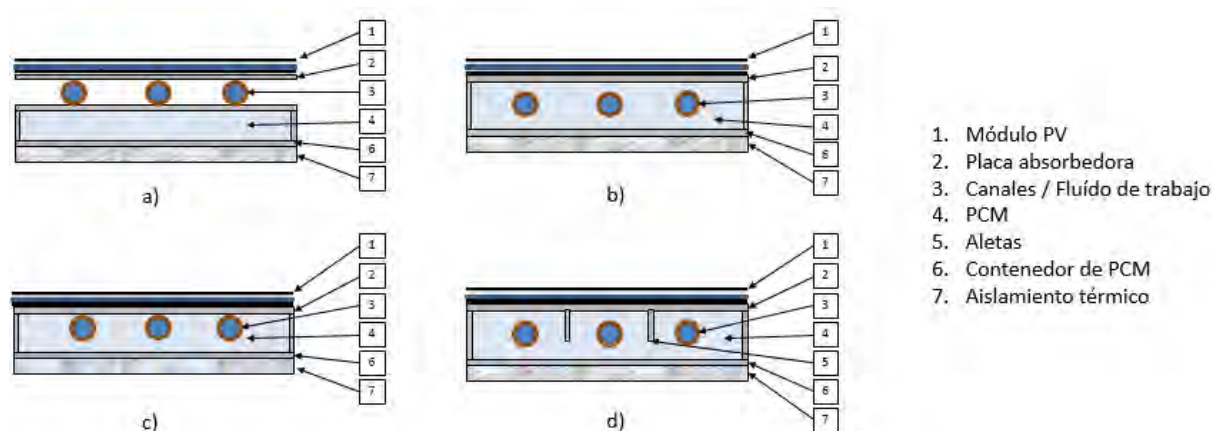


Figura 2.5. Diseños característicos de módulos híbridos PVT-PCM. **a)** (H. Fayaz et al., 2019). **b)** (Al-Waeli et al., 2019) **c)** (Hosseinzadeh et al., 2018; Maatallah et al., 2019). **d)** (Preet et al., 2017).

Uno de los problemas técnicos más complejos que destacan los autores en el diseño de los módulos PVT-PCM es el cambio de volumen del PCM durante el cambio de fase (Preet, 2018). La densidad del PCM en estado líquido puede llegar a ser el 90 % de su densidad en estado sólido dependiendo de su composición, consecuentemente se presenta una expansión y contracción considerable durante los ciclos de carga y descarga del PCM. Éste problema ha sido resuelto por medio de la utilización de contenedores flexibles, como las bolsas de plástico propuestas por H. Fayaz et al. (2019) o el microencapsulado de PCM propuesto por Pandey et al. (2018).

Para la selección del PCM a utilizar, se cuenta con tres especificaciones de parafina orgánica del fabricante Rubitherm con temperaturas de fusión a 35, 45 y 55 °C, capacidad del almacenamiento de calor de 160 – 170 kJ/kg y conductividad térmica de 0.2 W/m·K. La Tabla 2.2 presenta las especificaciones técnicas completas de las alternativas disponibles a ser utilizados en el módulo PVT-PCM.

Tabla 2.2. Propiedades de PCM RT-35, RT-45 y RT-55 (Adaptado de Rubitherm Technologies, 2016).

Propiedades	RT-35	RT-45	RT-55	Unidades
Rango de fusión	29 – 36	41 – 46	51 – 57	°C
Rango de solidificación	36 – 31	46 – 40	57 - 50	°C
Capacidad de almacenamiento de calor	160	160	170	kJ / kg
(Combinación de calor latente y sensible en el rango de fusión)	45	44	48	Wh / kg
Calor Específico	2	2	2	kJ / kg·K
Conductividad Térmica	0.2	0.2	0.2	W / m·K
Densidad en sólido	860	880	880	Kg / m ³
Densidad en líquido	770	770	770	Kg / m ³
Expansión volumétrica	12.5	12.0	14.0	%

2.2 Selección de la alternativa.

Teniendo en cuenta los diseños de sistemas de generación solar fotovoltaica y los diseños característicos de módulos híbridos PVT PCM estudiados en el presente capítulo, se genera una lista de requerimientos, que involucra las mejoras de acuerdo con los colectores híbridos reportados en la literatura científica. Estas son clasificadas en categorías de especificaciones eléctricas (E) y mecánicas o térmicas (M/T) (ver Tabla 2.3), para realizar la evaluación de alternativas de diseño del sistema PV y del módulo híbrido PVT-PCM respectivamente.

Tabla 2.3. Lista de requerimientos para selección de alternativa.

No.	Descripción	Categoría
1	Medición del desempeño eléctrico en tiempo real.	E
2	Independencia de variaciones de carga en consumo.	E
3	Operación estable cerca a punto de máxima potencia.	E
4	Flexibilidad y facilidad para el cambio de cargas de consumo.	E
5	Evitar gradientes de temperatura entre celdas del módulo PV.	M/T
6	Obtener alta tasa de transferencia de calor al sistema térmico.	M/T
7	Evitar estratificación de temperatura en el PCM.	M/T
8	Permitir la expansión térmica del PCM.	M/T
9	Mantener la temperatura del módulo PV cercana a 25 °C.	M/T

Siguiendo las recomendaciones en la literatura científica, las alternativas planteadas para el sistema fotovoltaico utilizado se presentan en la Tabla 2.4, donde se evalúa la combinación de dispositivos y características que dan cumplimiento a los requerimientos técnicos de la categoría eléctrica.

Tabla 2.4. Evaluación de alternativas para sistema fotovoltaico acoplado.

No. Requerimiento	Controlador de Carga		Almacenamiento de Energía / Baterías		Inversor DC / AC		Conexión a Red	
	PWM	MPPT	SI	NO	SI	NO	SI	NO
1	✗	✓	-	-	-	-	-	-
2	✗	✓	✓	✗	-	-	✗	✓
3	✗	✓	✓	✗	-	-	✗	✓
4	-	-	-	-	✓	✗	✗	✓

Por la facilidad de seguimiento de la operación y toma de datos de desempeño eléctrico se selecciona un sistema fotovoltaico autónomo con almacenamiento de energía eléctrica en baterías, controlador de carga con algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia y un inversor de onda sinusoidal pura para administrar el consumo de energía de una manera más sencilla y práctica con cargas en corriente alterna.

La Tabla 2.5 presenta las diferentes opciones posibles para los componentes que constituyen el sistema térmico acoplado al módulo PVT-PCM y se evalúa el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la categoría mecánica y térmica.

Tabla 2.5. Evaluación de alternativas para módulo híbrido PVT-PCM.

No. Requerimiento	Placa Absorbedora		Canales		Aletas		Contenedor de PCM		PCM		
	SI	NO	Contacto Directo	Flotantes	SI	NO	Rígido	Flexible	RT-35	RT-45	RT-55
5	✓	✗	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	✓	✗	✓	✗	✓	✗	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	✓	✗	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	✗	✓	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	✗	✗

La evaluación de alternativas del sistema térmico arroja un diseño que no ha sido evaluado en la literatura revisada. Compuesto de un serpentín de cobre, empacado en módulos de placas aleteadas de aluminio sumergidos en material de cambio de fase. Este diseño se presenta de forma esquemática en la Figura 2.6. Con este diseño se espera combinar las ventajas de los sistemas de placa plana y serpentín de contacto directo con los contenedores de PCM con placas aleteadas, para evitar la estratificación de temperatura en el material de cambio de fase y también en la celda fotovoltaica.

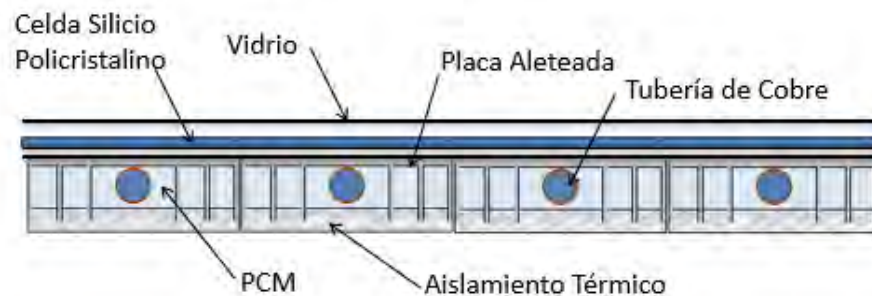


Figura 2.6. Diseño conceptual de módulo híbrido PVT-PCM propuesto.

2.3 Diseño seleccionado

2.3.1 Subsistema fotovoltaico

Teniendo en cuenta la evaluación de alternativas, se seleccionan los equipos y accesorios que conforman los subsistemas fotovoltaicos a los que se conectará el módulo PVT-PCM y el módulo PV testigo. La Figura 2.7 presenta el diagrama unifilar de los subsistemas fotovoltaicos, donde se observa que además de los equipos principales se agregan una serie de accesorios de medición, almacenamiento de datos y de seguridad. El dimensionamiento de los equipos se lleva a cabo teniendo en cuenta la potencia máxima nominal de los módulos PV utilizados y un margen de sobre diseño para posibles ampliaciones de capacidad e investigaciones futuras derivadas del presente trabajo. La Tabla 2.6 presenta las especificaciones técnicas de los equipos y accesorios seleccionados que conforman el subsistema fotovoltaico de los módulos PVT-PCM y PV testigo (subsistemas idénticos e independientes para cada módulo).

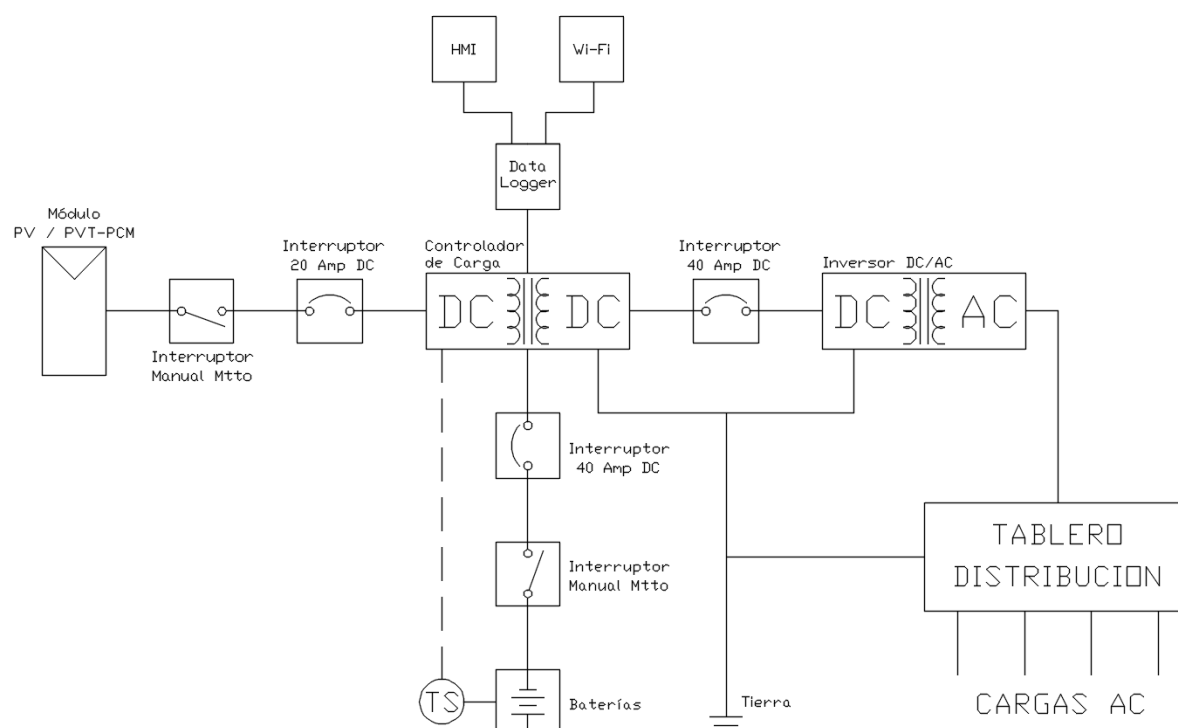
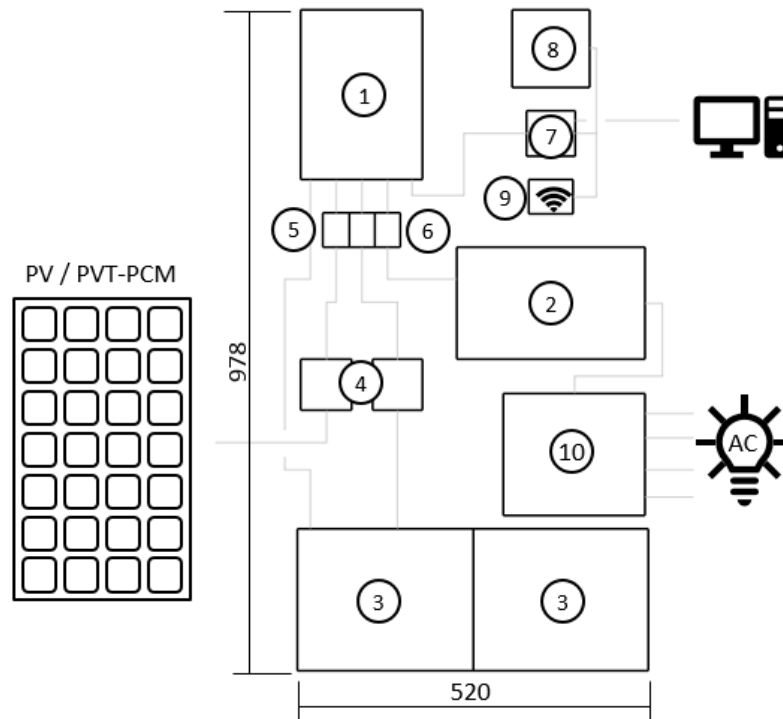


Figura 2.7. Diagrama unifilar para los subsistemas fotovoltaicos para módulos PVT-PCM y PV testigo.

Tabla 2.6. Especificaciones técnicas de equipos del subsistema fotovoltaico.

ITEM	Equipo/Accesorio	Fabricante	Modelo	Especificaciones técnicas
1-	Controlador de Carga	Epever	MPPT 4210A	Voltaje nominal de sistema: 12 V. Potencia máxima PV: 1560 W. Potencia máxima consumo: 520 W.
2	Inversor DC / AC	Epever	SHI-400-12	Inversor de onda sinusoidal pura. Potencia nominal: 400 W. Voltaje nominal entrada DC: 12 V. Voltaje nominal salida AC: 220 V @ 60 Hz.
3	Baterías	Netion	150-12	Voltaje nominal: 12 V. Capacidad: 150 Ah / 1.8 kWh.
4	Interruptor Manual Mtto	Blusea	Mseries 6006	Interruptor manual de circuito sencillo. Voltaje máximo de trabajo: 48 V DC. Corriente máxima de trabajo: 300 A.
5	Interruptor 20 A DC	CBI Electric	MNEPV20	Disyuntor automático de circuito DC. Voltaje máximo de trabajo: 80 V DC. Corriente nominal de disparo: 20 A.
6	Interruptor 40 A DC	CBI Electric	MNEPV40	Disyuntor automático de circuito DC. Voltaje máximo de trabajo: 80 V DC. Corriente nominal de disparo: 40 A.
7	Data Logger	Epever	Elog01	Almacenador de datos de desempeño eléctrico. Interfaz: RJ45 x 2 + 1 micro USB A.
8	Pantalla HMI	Epever	MT-50	Pantalla de control y monitoreo en tiempo real. Interfaz: RJ45.
9	Comunicador Wi-Fi	Epever	Ebox-WiFi-01	Comunicador WiFi control y monitoreo remoto.
10	Tablero Distribución	Legrand	Luminex 6C	Tablero de distribución monopolar seis circuitos.

Con las dimensiones generales de los equipos y accesorios, se realiza la distribución del tablero eléctrico de cada subsistema fotovoltaico según la Figura 2.8. Se utiliza un encerramiento doble fondo para tablero eléctrico con resistencia a la intemperie e indicador de protección IP67 certificado RETIE.



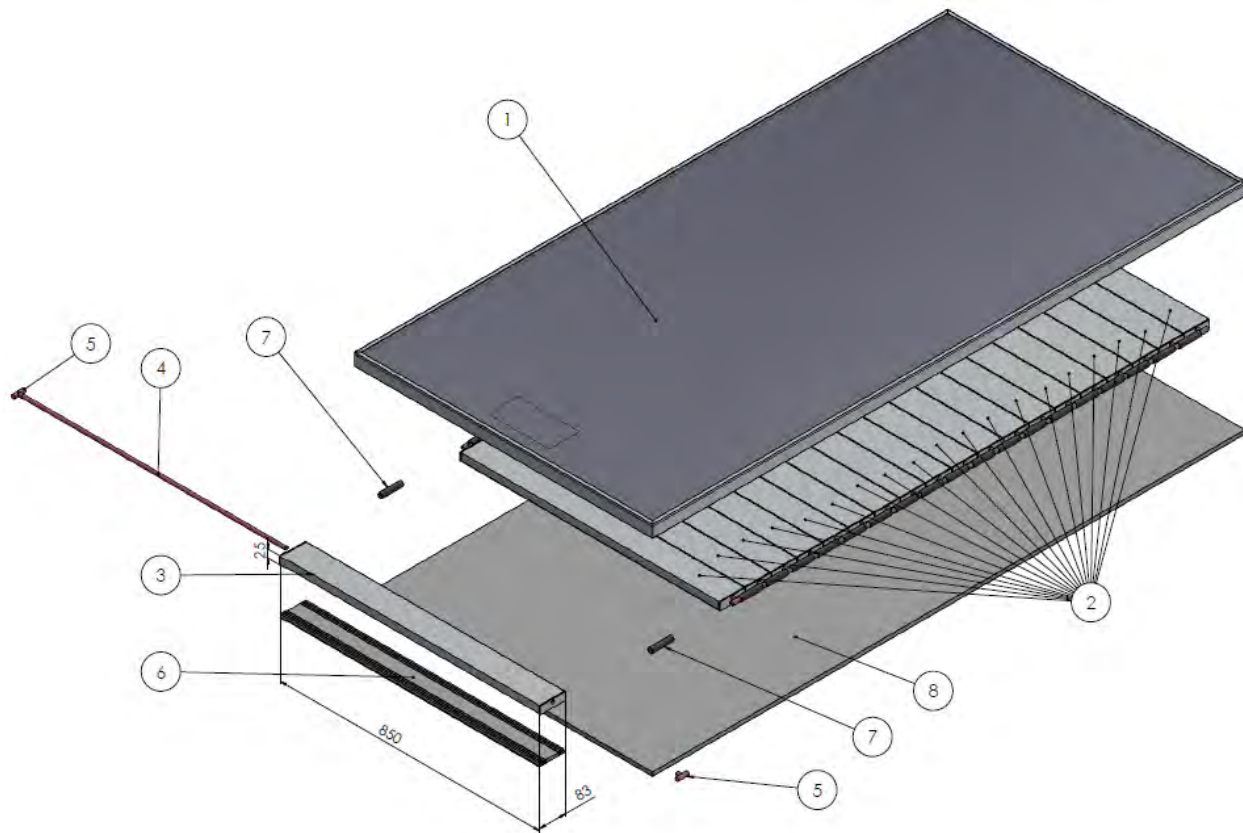
1. Controlador de Carga; 2. Inversor DC / AC; 3. Baterías; 4. Interruptores manuales para mantenimiento; 5. Interruptor térmico automático de 20 A DC; 6. Interruptores térmicos automáticos de 40 A DC; 7. Almacenador de datos de desempeño eléctrico; 8. Pantalla HMI; 9. Comunicador WiFi; 10. Tablero de distribución de cargas AC

Figura 2.8. Dimensiones generales de tablero eléctrico de equipos fotovoltaicos.

2.3.2 Módulo híbrido PVT-PCM

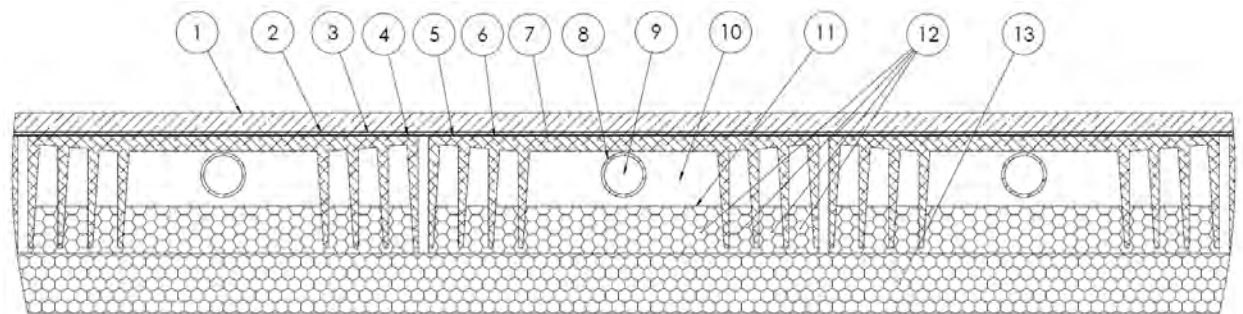
En base al diseño conceptual presentado en la Figura 2.6, se diseña un módulo híbrido PVT-PCM de construcción modular con contenedores de PCM que serán instalados en la parte posterior del panel fotovoltaico tradicional como se muestra en la Figura 2.9. Cada módulo o paquete térmico consta de un contenedor aleteado de aluminio con un canal en tubería de cobre integrado para el fluído de trabajo. Cada módulo térmico tiene unas dimensiones de 850 x 83 x 25 mm y una capacidad de almacenar hasta 800 cm³ de material de cambio de fase en estado sólido. El ensamble total consta de veinte módulos térmicos conectados en paralelo sobre la superficie trasera del módulo fotovoltaico de construcción tradicional.

La Figura 2.10 presenta la sección transversal del módulo PVT-PCM, con el detalle de cada una de las capas y elementos que conforman el ensamble total. Se agrega una fina capa de grasa térmica entre la parte posterior del módulo fotovoltaico y los módulos térmicos para mejorar el contacto y la transferencia de calor entre las superficies.



1. Módulo fotovoltaico de construcción tradicional; 2. Módulo o paquete térmico; 3. Contenedor aleteado de PCM; 4. Tubería de cobre 10 mm OD – ASTM B280 tipo M; 5. Accesorio TEE de cobre; 6. Aislamiento térmico de contenedor de PCM; 7. Acople manguera de neopreno reforzado 10 mm ID; 8. Aislamiento térmico general

Figura 2.9. Ensamble de módulo híbrido PVT-PCM.



1. Vidrio templado; 2. Lámina de encapsulado (Ethylene Vinyl Acetate, EVA); 3. Celdas de silicio policristalino; 4. Lámina de encapsulado (EVA); 5. Lámina de protección (Polyvinyl Fluoride, Tedlar); 6. Grasa Térmica (HY-880); 7. Placa absorbidora aleteada (Aluminio serie 3000); 8. Tubería de cobre (ASTM B280 tipo M 3/8"-10 mm OD); 9. Canal de fluido de trabajo; 10. Material de cambio de fase, PCM (Rubitherm, RT-35); 11. Lámina de encapsulamiento flexible (polyvinyl acetato autoadhesivo); 12. Aislamiento térmico individual (espuma de poliestireno 12 mm); 13. Aislamiento térmico general (espuma de poliestireno 12 mm).

Figura 2.10. Sección transversal del módulo híbrido PVT-PCM.

3 CONSTRUCCIÓN DEL MÓDULO PVT-PCM Y SISTEMA PV TESTIGO

El montaje experimental propuesto consta de dos sistemas de generación de energía fotovoltaica independientes con las mismas especificaciones técnicas, en uno de ellos se acoplará el módulo fotovoltaico modificado a híbrido térmico con inclusión de material de cambio de fase (PVT-PCM), mientras el otro será un sistema fotovoltaico tradicional que será usado como testigo. El objetivo principal de tener dos sistemas independientes con las mismas características técnicas, es el de obtener las variables necesarias para comparar el desempeño de los dos módulos fotovoltaicos utilizados operando bajo las mismas condiciones de ambientales. En la primera sección del presente capítulo se describe la plataforma experimental y sus componentes. En la segunda sección se define el protocolo experimental y las herramientas de análisis estadístico utilizadas para la comparación de desempeño de los sistemas. Finalmente, en la tercera sección, se realiza una comparación de desempeño de los módulos fotovoltaicos sin el subsistema térmico y sin la modificación a módulo híbrido PVT-PCM, con el fin de detectar posibles diferencias significativas en el desempeño desde su construcción y fabricación.

3.1 Plataforma experimental

La plataforma experimental fue construida siguiendo las especificaciones de diseño definidas en el capítulo anterior. La Figura 3.1 presenta un diagrama de los subsistemas que conforman el montaje experimental propuesto. Teniendo en cuenta éste diagrama de bloques, se hará una descripción detallada de los subsistemas que conforman la totalidad del montaje experimental.

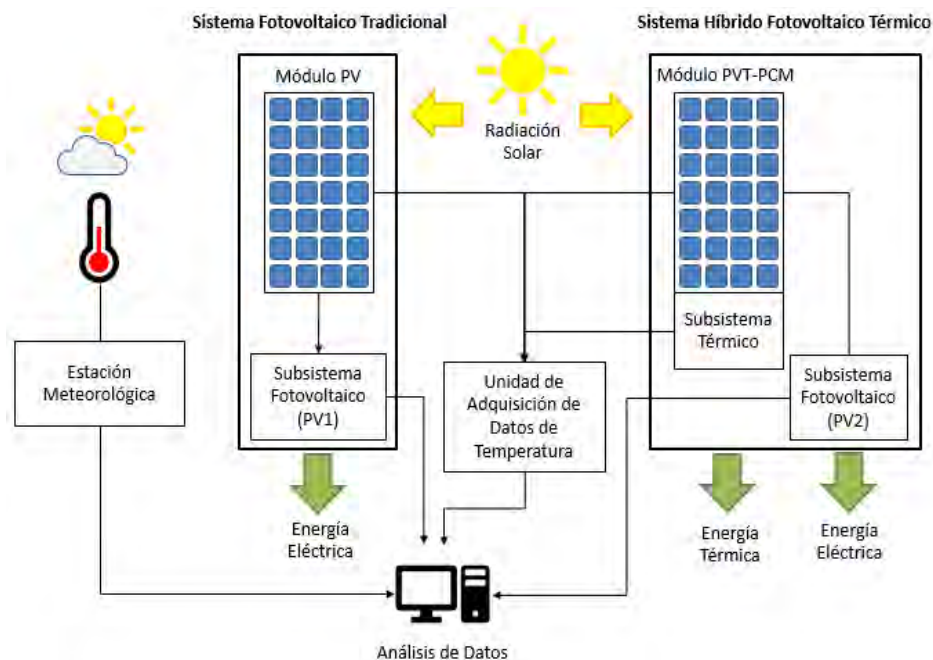
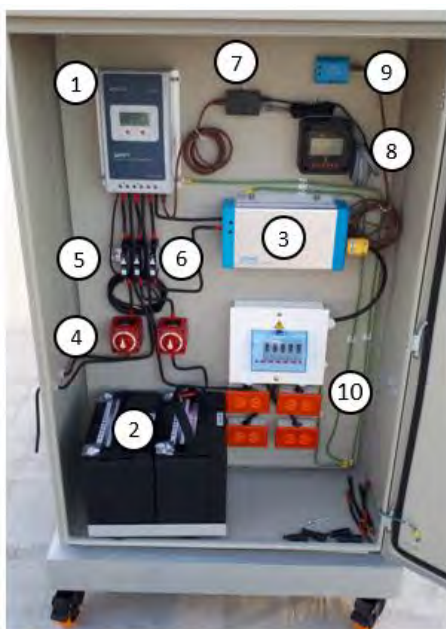


Figura 3.1. Diagrama de caja negra del montaje experimental propuesto y subsistemas.

3.1.1 Subsistemas fotovoltaicos (PV1 y PV2)

Los subsistemas fotovoltaicos PV1 y PV2 fueron contruídos según las especificaciones de diseño descritas en el capítulo anterior. La Figura 3.2 presenta una fotografía del tablero eléctrico del subsistema fotovoltaico PV1, el subsistema fotovoltaico PV2 al que se encuentra acoplado el módulo PVT-PCM es una copia exacta con los mismos equipos y accesorios para asegurar una comparación directa en su desempeño.



1. Controlador de Carga.
2. Baterías.
3. Inversor DC / AC.
4. Interruptores manuales para mantenimiento.
5. Interruptor térmico automático de 20 A DC.
6. Interruptores térmicos automáticos de 40 A DC.
7. Almacenador de datos de desempeño eléctrico.
8. Pantalla HMI.
9. Comunicador WiFi.
10. Tablero de distribución de cargas AC.

Figura 3.2. Tablero eléctrico de subsistema fotovoltaico PV1 construido (PV2 idéntico).

El controlador de carga Epever MPPT 4210 utilizado tiene la capacidad de monitorear en tiempo real todas las variables de desempeño eléctrico del sistema fotovoltaico. El almacenador de datos Epever Elog01 incluido en el montaje, permite almacenar hasta 4 meses de operación continua del sistema registrando todas las variables de desempeño cada minuto. La Tabla 3.1 presenta la lista de variables de desempeño eléctrico de interés para el presente estudio.

Tabla 3.1. Variables de desempeño eléctrico registradas en cada subsistema fotovoltaico.

Elemento del subsistema	Variable	Unidades	Incremento	Frecuencia
Arreglo PV conectado (Módulo PV o PVT-PCM)	Voltaje	V	0.1	60 s
	Corriente	A	0.1	60 s
	Potencia Generada	W	0.01	60 s
Baterías	Voltaje	V	0.1	60 s
	Corriente	A	0.1	60 s
	Estado de Carga	%	1	60 s
Carga DC (Consumo del Inversor)	Voltaje	V	0.1	60 s
	Corriente	A	0.1	60 s
	Potencia Consumida	W	0.01	60 s

3.1.2 Módulo híbrido con material de cambio de fase (PVT-PCM).

Contenedores de PCM

Los contenedores de PCM son construidos según las especificaciones de diseño del capítulo anterior. La Figura 3.3 presenta una vista de sección detallada con la geometría del contenedor de PCM sin carga útil. Se observa el canal de fluido de trabajo integrado en tubería de cobre que se encuentra en contacto directo con la placa absorbidora aleteada y en el centro del contenedor.

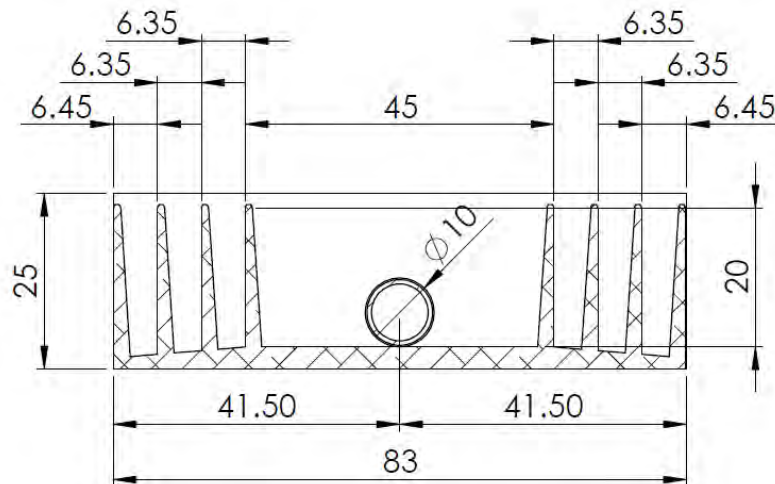


Figura 3.3. Vista de sección transversal de contenedor de PCM con canal integrado.

Carga de PCM

Los contenedores son cargados de PCM controlando la masa agregada en cada uno (ver Figura 3.4). La Tabla 3.2 presenta la masa de PCM cargada en los contenedores y la capacidad de almacenamiento de energía térmica posible dada su masa y su entalpía de cambio de fase.

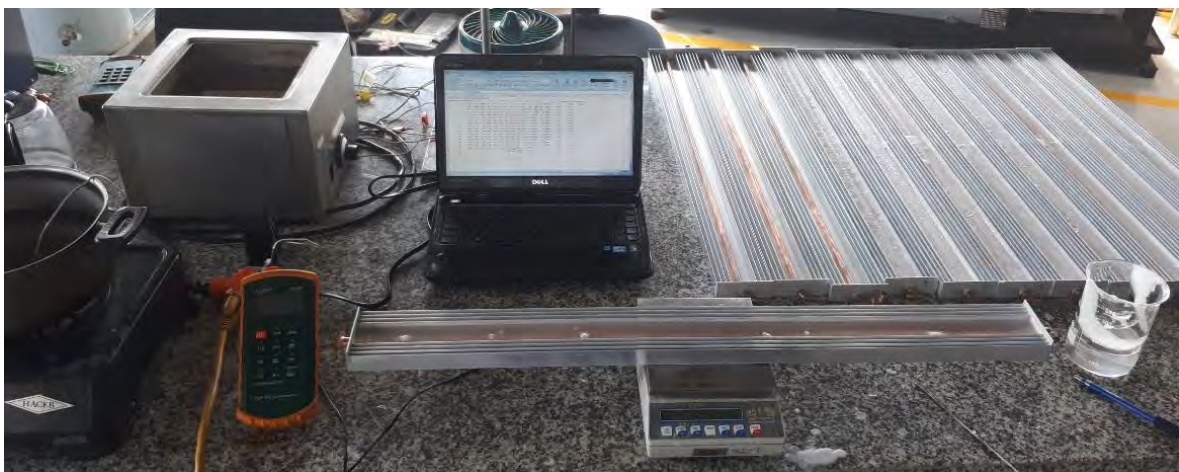


Figura 3.4. Proceso de carga de PCM en los contenedores.

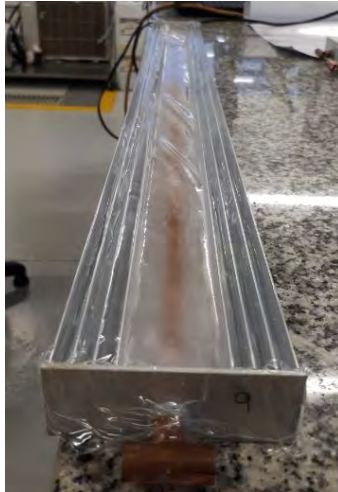
Tabla 3.2. Cantidad de PCM cargado en los contenedores y capacidad de almacenamiento de energía térmica.

Cantidad:	Masa PCM	Capacidad de Almacenamiento Energía Térmica	
20 contenedores	(g)	(kJ)	(Wh)
Promedio	552.7	88.43	24.56
Desviación Estándar	2.9	0.46	0.13
Totales	11054.2	1768.67	491.30

La masa de PCM cargado en cada contenedor está sujeta a la capacidad volumétrica máxima de 800 cm³ de PCM en estado sólido, esto con el fin de permitir la expansión térmica del mismo durante el cambio de fase sin dañar el encapsulamiento flexible de polivinilo acetato autoadhesivo.

Encapsulado de PCM

Uno de los retos técnicos más importantes del diseño propuesto es el encapsulado del PCM en los contenedores. El procedimiento se cumple aplicando la lámina de polivinilo acetato autoadhesivo sobre la superficie de los costados del contenedor y las aletas sobresalientes, garantizando que no queden burbujas de aire entre la lámina de encapsulamiento y la superficie del PCM solidificado. La Figura 3.5 presenta una fotografía de uno de los contenedores de PCM durante el proceso de encapsulado, se observa que la lámina de polivinilo acetato recubre todos los costados del contenedor hasta los bordes de la placa absorbidora.

**Figura 3.5.** Fotografía de módulo térmico con encapsulado de polivinilo acetato.

Ensamble de módulo híbrido PVT-PCM

Una vez se tienen los contenedores de PCM encapsulados se procede a ensamblar los veinte módulos térmicos en la parte posterior del módulo fotovoltaico tradicional. La Figura 3.6 presenta una fotografía de los contenedores de PCM en el proceso de montaje, se observa que se aplica una capa fina de grasa de alta conductividad térmica entre las superficies de la parte posterior del módulo fotovoltaico y la base de la placa absorbidora de los contenedores. La grasa utilizada tiene una conductividad térmica garantizada mayor a 5.15 W/m·K (Halziye, 2018).



Figura 3.6. Fotografía de instalación de contenedores de PCM en módulo fotovoltaico.

El acople entre los canales de fluído de trabajo se logra con secciones de 75 mm de manguera de neopreno reforzado y abrazaderas para garantizar estanqueidad del sistema (ver Figura 3.7). El último paso es instalar el aislamiento térmico individual de cada contenedor de PCM y el aislamiento general de todo el módulo PVT-PCM (ver Figura 3.8).

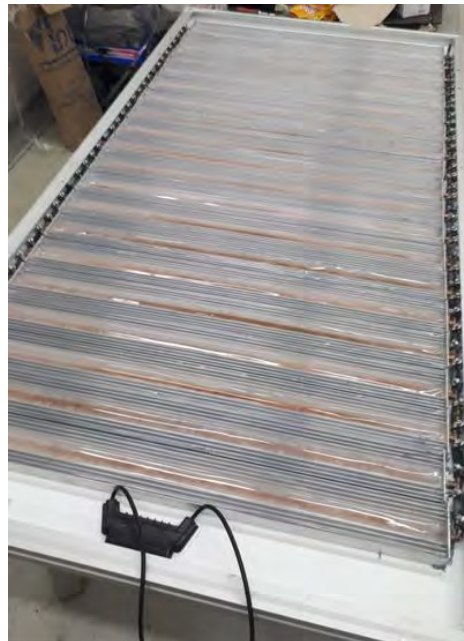


Figura 3.7. Contenedores de PCM instalados y acoplados en módulo fotovoltaico.



Figura 3.8. Instalación de aislamiento térmico individual de contenedores de PCM y general del módulo PVT-PCM.

3.1.3 Subsistema térmico

La construcción de subsistema térmico para el circuito de fluido de trabajo se realiza basado en el estándar ISO 9806:2017 “Métodos de Prueba de Colectores solares Térmicos” (ISO, 2017). El subsistema consta de un circuito cerrado donde una bomba centrífuga succiona agua de un tanque de suministro y la descarga hacia el módulo híbrido PVT-PCM donde se da el proceso de calentamiento, para finalmente almacenarse en un tanque de retorno. La Figura 3.9 presenta el diagrama de tuberías e instrumentación del subsistema. Se observa que se tiene un indicador de flujo y una recirculación en la descarga de la bomba para controlar manualmente el flujo másico de trabajo hacia el colector PVT-PCM. Dado que se tiene un circuito cerrado, se instala un enfriador o radiador con ventilador para transferir el calor recuperado del módulo PVT-PCM hacia el ambiente. Adicionalmente se tienen sensores de temperatura para registrar las temperaturas de operación del módulo PVT-PCM, material de cambio de fase, así como la entrada y salida de agua.

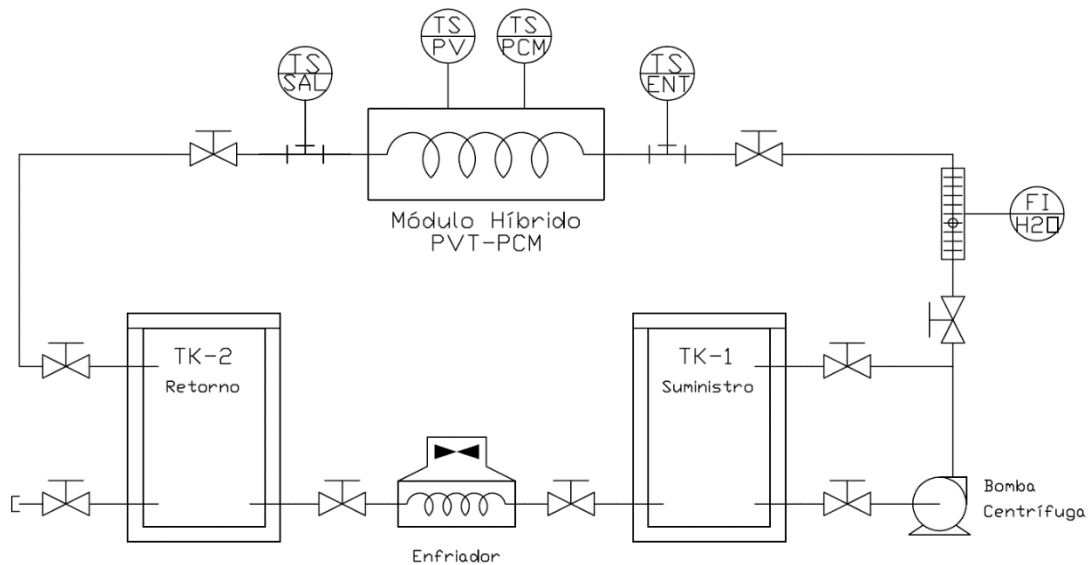


Figura 3.9. Diagrama P&ID de subsistema térmico.

El indicador de flujo utilizado es de tipo rotámetro, del fabricante Dwyer, modelo RMB 83 SSV (ver Figura 3.10). La Tabla 3.3 presenta las especificaciones técnicas del indicador de flujo utilizado en el montaje experimental.



Figura 3.10. Indicador de flujo.

Tabla 3.3. Especificaciones técnicas de indicador de flujo utilizado.

Especificación	Valor	Unidades
Rango de Medición	0 – 1.2	L/min
Resolución	0.05	L/min
Precisión	± 3	%

La Figura 3.11 presenta una fotografía de subsistema térmico instalado en la plataforma experimental. Se observa que el subsistema fue instalado debajo del módulo PVT-PCM, protegido de la radiación directa del sol para evitar errores en las mediciones y ganancias de calor no deseadas.



Figura 3.11. Fotografía de subsistema térmico instalado.

3.1.4 Unidad de adquisición de datos de temperatura.

Se utiliza una unidad de adquisición de datos Applent Instruments AT4532 (ver Figura 3.12) con la que se registra la temperatura de 24 termopares tipo K ubicados sobre los módulos PV y PVT-PCM y el subsistema térmico según las especificaciones de diseño del montaje experimental. Las especificaciones de los sensores de temperatura de la unidad de adquisición de datos se presentan en la Tabla 3.4.



Figura 3.12. Unidad de adquisición de datos de temperatura utilizada

Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de unidad de adquisición de datos de temperaturas y termopares tipo K utilizados.

Especificación	Valor	Unidades
Rango de Medición	-200 – 1300	°C
Resolución	0.1	°C
Precisión	1	°C

Adicionalmente, se realiza una calibración del instrumento donde se obtuvo un error absoluto medio de 0.13 °C con una desviación estándar de 0.41 °C dentro del rango de 30 - 90 °C respecto a una unidad patrón con certificado de calibración en fábrica vigente (ver Figura 3.13).

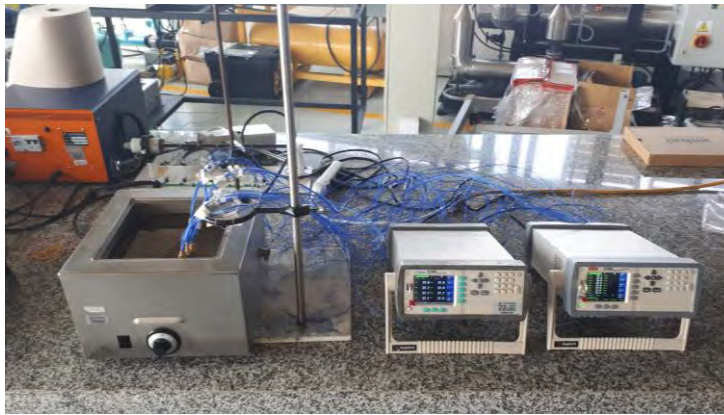
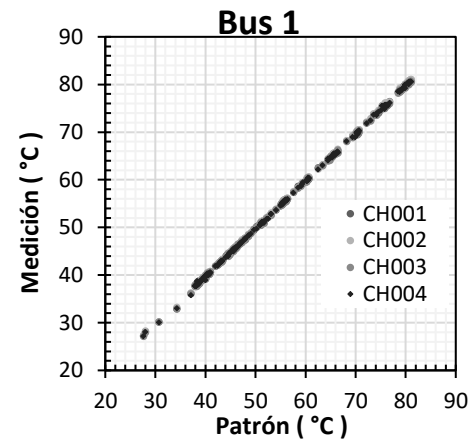


Figura 3.13. Calibración de termopares y unidad de adquisición de datos de temperatura.



3.1.5 Estación meteorológica.

La plataforma experimental cuenta con una estación meteorológica del fabricante Davis, modelo Vantage Pro 2 para medir las condiciones ambientales durante las campañas de pruebas experimentales (ver Figura 3.14). Las especificaciones técnicas de los sensores de interés de la estación meteorológica se presentan en la Tabla 3.5.



Figura 3.14. Estación meteorológica.

Tabla 3.5. Especificaciones técnicas de la estación meteorológica.

Sensor	Especificación	Valor	Unidades
Temperatura ambiente	Rango de Medición	-40 – 65	°C
	Resolución	0.1	°C
	Precisión	± 0.3	°C
Piranómetro	Rango de Medición	0 – 1800	W/m ²
	Resolución	1	W/m ²
	Precisión	± 5	%
Anemómetro	Rango de Medición	0 – 89	m/s
	Resolución	0.4	m/s
	Precisión	± 5	%

3.2 Protocolo experimental

3.2.1 Ubicación geográfica

La plataforma experimental es ensamblada y ubicada dentro del campus de la Universidad del Norte, con coordenadas geográficas 11.02° latitud norte y 74.85° longitud oeste (ver Figura 3.15). Dada la ubicación geográfica (baja latitud), los módulos PVT-PCM y PV son ubicados paralelos a la línea del horizonte (posición plana a 0 grados de inclinación) y se mantienen en esa posición durante toda la campaña experimental. Se verificó previamente que no se presente proyección de sombras de árboles u objetos inanimados sobre los módulos y se realiza limpieza diaria para evitar pérdidas de eficiencia por condiciones ópticas.



Figura 3.15. Montaje experimental en las instalaciones de la Universidad del Norte.

3.2.2 Campañas de datos

Se realizan dos campañas de pruebas experimentales. En la primera, se ponen en funcionamiento los dos módulos fotovoltaicos tradicionales seleccionados, con sus respectivos subsistemas de generación de energía eléctrica. Esta primera campaña de datos tiene como objetivo detectar posibles diferencias significativas en el desempeño de los módulos utilizados por desviaciones en su proceso de fabricación y construcción. La segunda campaña de pruebas experimentales se realiza con el módulo híbrido modificado PVT-PCM y el módulo PV tradicional de testigo. Los subsistemas fotovoltaicos de cada módulo se mantienen sin modificaciones, pero se agrega el subsistema térmico en el módulo PVT-PCM. De esta manera se identifica de manera real y objetiva que cualquier diferencia de desempeño encontrada se debe solamente al efecto de la modificación a sistema híbrido.

Se realiza la primera campaña de captura de datos de dos meses de duración, desde el 9 de febrero de 2019 al 31 de marzo del 2019. Con la exclusión de algunos días de muestra donde se presentaron problemas con la plataforma experimental, se tiene un total de 37 días donde se registró la energía generada diaria por los módulos solares fotovoltaicos seleccionados.

La segunda campaña de datos se extiende desde el 4 de septiembre hasta el 29 de noviembre de 2019, donde se probaron el sistema híbrido PVT-PCM propuesto y el sistema PV tradicional bajo diferentes condiciones de radiación solar global horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento en condiciones exteriores reales de operación. Descartando días de operación anormal de los sistemas (problemas con la instrumentación, baterías sobrecargadas, consumo eléctrico

insuficiente, condiciones ambientales adversas, entre otras causas), se tiene un total de 25 días de operación para el análisis.

3.2.3 Metodología de análisis estadístico

Se utiliza una metodología de análisis estadístico para diseños de experimentos básicos, donde se compara el desempeño en términos de energías y eficiencias acumuladas diarias de los módulos PVT-PCM y PV testigo. Para las comparaciones realizadas entre los módulos dentro de una misma campaña de datos se utilizará el método de comparación de medias pareadas (Gutiérrez & de la Vara, 2009). Para la extracción de la posible diferencia de desempeño entre los módulos sin modificar del efecto de la modificación al módulo híbrido PVT-PCM se realiza una comparación de muestras independientes (Montgomery, 2012). Para todos los análisis estadísticos se utiliza un nivel de confianza del 95 %, es decir, se tendrá una probabilidad de cometer el error de rechazar la hipótesis nula siendo esta verdadera de un 5% ($\alpha = 0.05$).

3.2.3.1 Prueba de comparación de muestras pareadas

Este método de análisis estadístico consiste en calcular la diferencia de la variable a comparar (y) entre de cada módulo (muestras 1 y 2) en el mismo día (i) de la campaña de datos (ecuación 3.1).

$$\text{Diferencia de variables:} \quad d_i = y_{1i} - y_{2i} \quad 3.1$$

El segundo paso es calcular los estadísticos descriptivos de las diferencias pareadas. Promedio muestral como estimador del promedio poblacional (ecuación 3.2), y desviación estándar como estimador de la dispersión de los datos (ecuación 3.3), donde n es número de días de la campaña de datos analizada.

$$\text{Promedio de la diferencia:} \quad \bar{d} = \frac{\sum_{i=1}^n d_i}{n} \quad 3.2$$

$$\text{Desviación estándar de la diferencia:} \quad S_d = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (d_i - \bar{d})^2}{n - 1}} \quad 3.3$$

A continuación, se aplica una prueba de hipótesis. La hipótesis nula es que diferencia promedio es cero (ecuación 3.4) y la hipótesis alternativa es que la diferencia promedio es mayor que cero (ecuación 3.5). La hipótesis nula es rechazada si el estadístico de prueba t de Student (ecuación 3.6) es mayor que el estadístico de rechazo (ecuación 3.7), según la ecuación 3.8.

$$\text{Hipótesis nula:} \quad H_0: \mu_d = 0 \quad 3.4$$

$$\text{Hipótesis alternativa:} \quad H_1: \mu_d > 0 \quad 3.5$$

$$\text{Estadístico de prueba} \\ \text{t de Student:} \quad t_0 = \frac{\bar{d}}{S_d/\sqrt{n}} \quad 3.6$$

$$\text{Estadístico de rechazo:} \quad t_{\text{crítico}} = t_{gl=(n-1), \alpha=0.05} \quad 3.7$$

$$\text{Criterio de rechazo:} \quad t_0 > t_{\text{crítico}} \quad 3.8$$

Si la hipótesis nula es rechazada, entonces se tiene que la diferencia media poblacional (μ_d) para la variable (y), es la diferencia promedio muestral (\bar{d}) estimada con la ecuación 3.2. Adicionalmente, se construye un intervalo de confianza para el promedio poblacional estimado, donde los límites superior e inferior se definen según la ecuación 3.9 y la ecuación 3.10 respectivamente (ver ecuación 3.11).

$$\text{Límite superior:} \quad LS = \bar{d} + t_{gl=(n-1), \alpha/2=0.025} S_d/\sqrt{n} \quad 3.9$$

$$\text{Límite inferior:} \quad LI = \bar{d} - t_{gl=(n-1), \alpha/2=0.025} S_d/\sqrt{n} \quad 3.10$$

$$\text{Intervalo de} \\ \text{confianza:} \quad LI \leq \mu_d \leq LS \quad 3.11$$

Para que el análisis sea válido, se debe cumplir que la variable (y) estudiada y la diferencia calculada (d) puedan ser descritas como unas distribuciones normales.

3.2.3.2 Prueba de comparación de muestras independientes

Este método de análisis estadístico compara las medias de la variable bajo estudio para dos muestras totalmente independientes, tal como es el caso de los resultados de desempeño de los módulos antes y después de implementar el sistema PVT-PCM. En primer lugar, se estiman los promedios poblacionales de la variable (y) deseada como los promedios aritméticos de cada muestra según la ecuación 3.12 y la ecuación 3.13, donde n_1 y n_2 son el número total de días de cada campaña de datos.

Promedio muestral 1:

$$\bar{y}_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} y_i}{n_1} \quad 3.12$$

Promedio muestral 2:

$$\bar{y}_2 = \frac{\sum_{i=1}^{n_2} y_i}{n_2} \quad 3.13$$

Se realiza una prueba de hipótesis donde se plantea que las medias poblacionales de las muestras son iguales (hipótesis nula) (ver ecuación 3.14) y la hipótesis alternativa es que las medias son diferentes (ver ecuación 3.15). La hipótesis nula es rechazada si el estadístico de prueba t de Student (ecuación 3.16) es mayor que el estadístico de rechazo (ecuación 3.17), según la ecuación 3.19. Dado que se desconoce si las varianzas poblacionales de las muestras son iguales, se debe realizar una corrección sobre los grados de libertad de la distribución t de Student para el cálculo del estadístico de rechazo ($t_{crítico}$) según la ecuación 3.18.

Hipótesis nula:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 \quad 3.14$$

Hipótesis alternativa:

$$H_1: \mu_1 > \mu_2 \quad 3.15$$

Estadístico de prueba
t de Student:

$$t_0 = \frac{\bar{y}_1 - \bar{y}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}}} \quad 3.16$$

Estadístico de rechazo:

$$t_{crítico} = t_{gl=v, \alpha=0.05} \quad 3.17$$

Grados de libertad

$$v = \frac{\left(\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}\right)^2}{\frac{\left(\frac{S_1^2}{n_1}\right)^2}{n_1 - 1} + \frac{\left(\frac{S_2^2}{n_2}\right)^2}{n_2 - 1}} \quad 3.18$$

Criterio de rechazo:

$$t_0 > t_{crítico} \quad 3.19$$

Si la hipótesis nula es rechazada, entonces se tiene que la diferencia entre las poblaciones de datos para la variable (y), es la diferencia de los promedios muestrales estimada con la ecuación 3.20.

$$\text{Diferencia poblacional:} \quad \mu_{d_y} = \mu_1 - \mu_2 = \bar{y}_1 - \bar{y}_2 \quad 3.20$$

Adicionalmente, se construye un intervalo de confianza para la diferencia poblacional para la variable estudiada (μ_{d_y}), donde los límites superior e inferior se definen según la ecuación 3.21 y la ecuación 3.22 respectivamente (ver ecuación 3.23).

$$\text{Límite superior:} \quad LS = \mu_{d_y} + \left(t_{gl=v, \alpha=0.025} * \sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}} \right) \quad 3.21$$

$$\text{Límite inferior:} \quad LI = \mu_{d_y} - \left(t_{gl=v, \alpha=0.025} * \sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}} \right) \quad 3.22$$

$$\text{Intervalo de confianza:} \quad LI \leq \mu_{d_y} \leq LS \quad 3.23$$

Para que el análisis sea válido, se debe cumplir que la variable (y) estudiada pueda ser descrita como una distribución normal.

3.2.4 Herramientas computacionales y software

Las unidades de almacenamiento de datos de desempeño eléctrico, de temperatura y la estación meteorológica entregan información en tablas bajo formato “.csv”, con una frecuencia de toma de datos de 60 segundos durante los días de campaña experimental. Estas tablas independientes son convertidas y unificadas en un solo archivo bajo formato libro de Excel, para su organización y almacenamiento. Se utiliza el software MatLab y su herramienta Simulink, para el tratamiento del conjunto de datos, conversión de series de tiempo a magnitudes acumuladas diarias y generación de las gráficas para análisis. El análisis estadístico se realiza en el software Statgraphics.

3.3 Diferencia de desempeño eléctrico sin modificación PVT-PCM

3.3.1 Energía eléctrica generada diaria

La energía eléctrica generada por cada módulo (j), se calcula como la integral de la potencia eléctrica instantánea (\dot{W}_{PV}), en el tiempo transcurrido entre el amanecer (t_i) y el anochecer (t_f), para cada día (i) de la campaña de pruebas experimentales, según la ecuación 3.24.

Energía eléctrica
generada diaria:

$$E_{PV,j,i} = \int_{t_{i,j,i}}^{t_{f,j,i}} W_{PV} dt \quad 3.24$$

La Figura 3.16 presenta los datos colectados en la primera campaña de datos, se observa que existe una diferencia apreciable en el desempeño de los módulos seleccionados que debe ser cuantificada, con el fin de identificar posteriormente si las diferencias encontradas corresponden a una mejora en el desempeño del módulo solar con el sistema de almacenamiento y recuperación de energía térmica, o solo corresponde a la diferencia natural de los módulos por su fabricación.

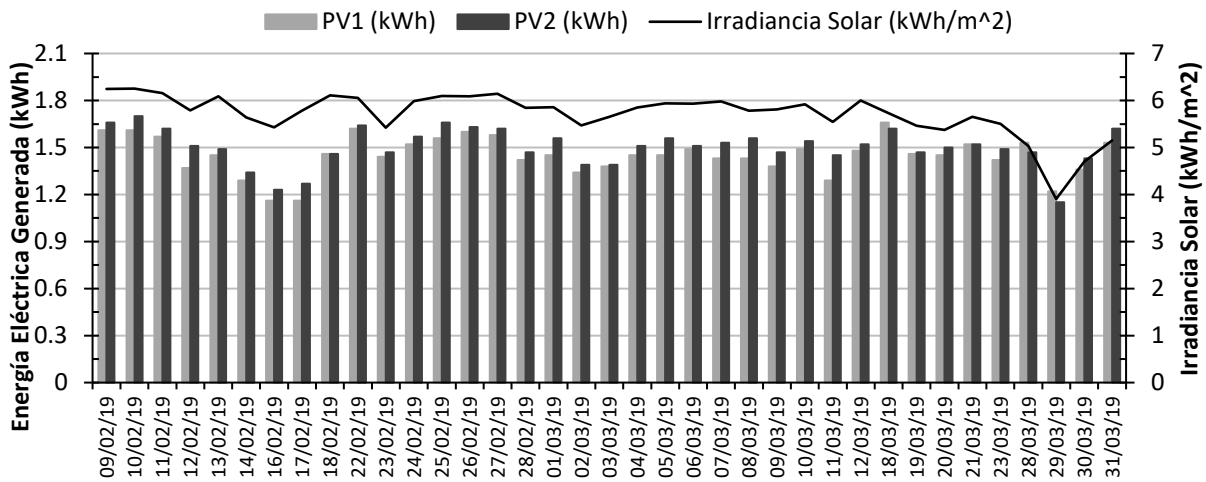


Figura 3.16. Energía generada por los módulos fotovoltaicos sin sistema térmico.

La Figura 3.17 presenta los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos seleccionados, donde se observa un traslape que sugiere que las dos muestras vienen de una misma población de datos, esto es de esperarse debido que los dos módulos tienen las mismas especificaciones técnicas y son del mismo fabricante.

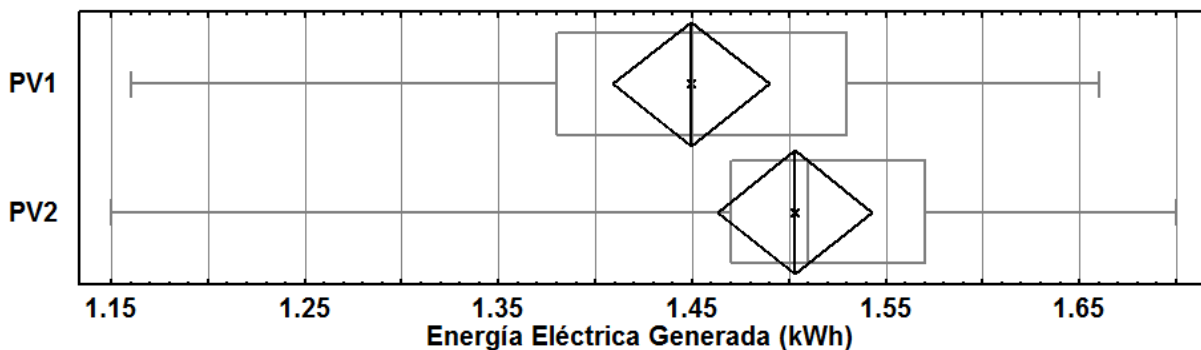


Figura 3.17. Diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la energía eléctrica generada por los módulos PV seleccionados.

Dada la condición de operación simultanea de los sistemas, el procedimiento de análisis adecuado es la prueba de comparación de muestras pareadas, aplicada según la metodología presentada en el numeral 3.2.3.1 del presente capítulo. La Tabla 3.6 presenta los estadísticos principales de los datos obtenidos y la diferencia calculada en la energía generada para los días de observación de los sistemas.

Tabla 3.6. Estadísticos de energía diaria generada por módulos fotovoltaicos.

Conteo: 37	Irradiancia Solar (kWh/m ²)	$\overline{E_{PV1}}$ (kWh)	$\overline{E_{PV2}}$ (kWh)	$\overline{d_E}$ (kWh)
Promedio	5.71	1.45	1.50	0.05
Desviación Estándar	0.46	0.12	0.12	

Prueba de hipótesis.

Se aplica la prueba de hipótesis según las ecuaciones 3.4 a 3.8, obteniendo los resultados presentados en las ecuaciones 3.25 y 3.26.

$$t_0 = 6.34 \quad 3.25$$

$$t_{gl=36, \alpha=0.05} = 1.69 \quad 3.26$$

Dado que $t_0 > t_{gl=36, \alpha=0.05}$ es verdadero, se rechaza la hipótesis nula de $\mu_d = 0$ con un nivel de confianza de 95 %. Por lo tanto, se acepta la hipótesis alternativa de : $\mu_d > 0$.

Intervalo de confianza.

Con los datos colectados se establece el intervalo de confianza donde se encuentra la verdadera diferencia en energía generada, por medio de las ecuaciones 3.9 a 3.11, que se presenta en la ecuación 3.27 y la Figura 3.18.

$$0.04 \leq \mu_d \leq 0.07 \quad 3.27$$

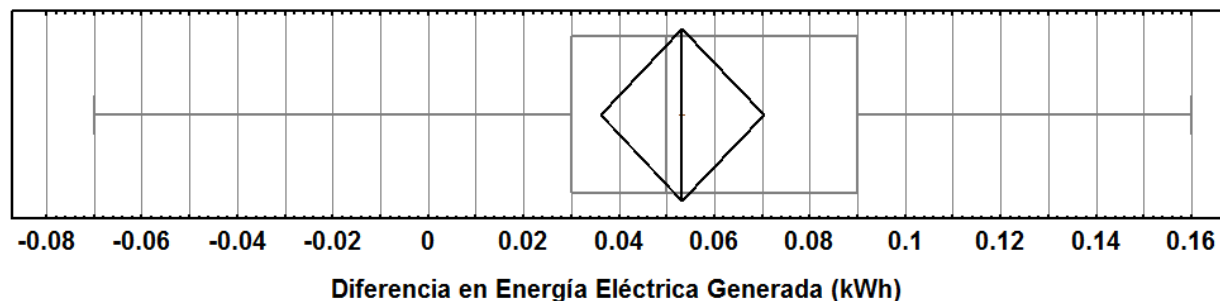


Figura 3.18. Diagrama de caja y bigotes con diamante de intervalo de confianza para la diferencia en energía eléctrica generadas por los módulos PV seleccionados.

A partir del análisis realizado, se encontró una diferencia significativa en el desempeño de los módulos fotovoltaicos seleccionados para el montaje experimental. A pesar de tener las mismas especificaciones técnicas se observa una diferencia promedio de 0.05 kWh/día en la energía generada por los módulos, con un posible mínimo de 0.04 kWh/día y un máximo de 0.07 kWh/día, intervalo que será tenido en cuenta para la evaluación de desempeño del sistema híbrido solar fotovoltaico y térmico comparado con el sistema fotovoltaico tradicional de testigo en el siguiente capítulo.

3.3.2 Eficiencia eléctrica diaria

Teniendo en cuenta la energía solar incidente en los días de la campaña, se obtiene la eficiencia eléctrica acumulada diaria de los módulos según la ecuación 3.28, donde $E_{PVj,i}$ es la energía eléctrica generada por cada módulo fotovoltaico, $I_{s,i}$ es la irradiancia solar global horizontal en el día i de la muestra de datos y A_m el área de cada módulo fotovoltaico.

$$\begin{array}{l} \text{Eficiencia eléctrica} \\ \text{diaria} \end{array} \quad \eta_{PVj,i} = \frac{E_{PVj,i}}{I_{s,i} A_m} \quad 3.28$$

La Figura 3.19 presenta los datos obtenidos para las eficiencias eléctricas de los módulos, de manera análoga a la energía generada diaria, con el fin de establecer diferencias significativas entre los módulos. La Figura 3.20 presenta los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la eficiencia eléctrica acumulada diaria para los módulos fotovoltaicos. Se aplica nuevamente la prueba de comparación de muestras apareadas según el numeral 3.2.3.1 del presente capítulo. Consecuentemente se calcula la diferencia promedio en eficiencia acumulada diaria entre los módulos según la ecuación 3.29.

$$\begin{array}{l} \text{Promedio de la} \\ \text{Diferencia en Eficiencia} \\ \text{Acumulada Diaria} \end{array} \quad \bar{d}_{\eta_{PV}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\eta_{PV2,i} - \eta_{PV1,i})}{n} \quad 3.29$$

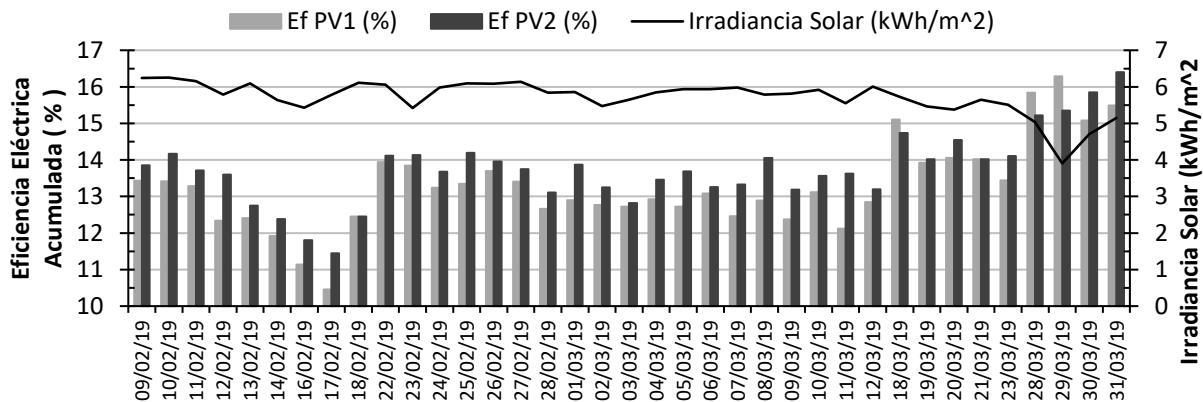


Figura 3.19. Eficiencia eléctrica acumulada diaria de los módulos fotovoltaicos.

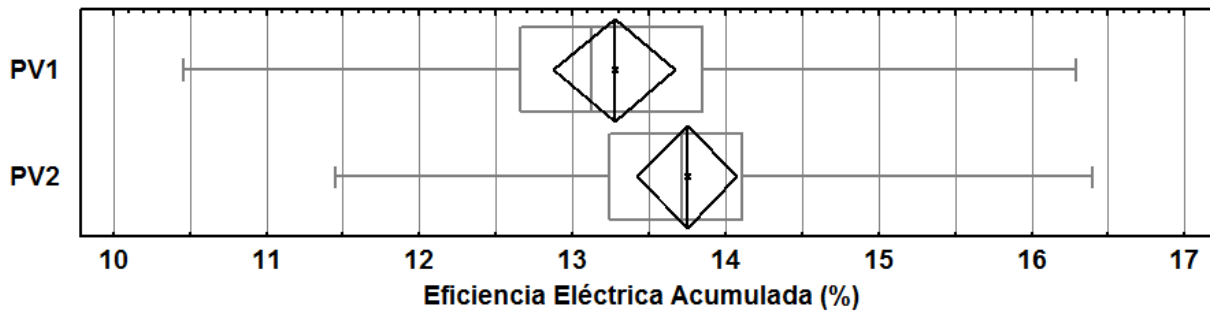


Figura 3.20. Diagrama de caja y bigotes con diamante de intervalo de confianza para las eficiencias de los módulos PV seleccionados.

La Tabla 3.7 presenta los estadísticos principales de los datos obtenidos y la diferencia calculada en la eficiencia eléctrica para los sistemas.

Tabla 3.7. Estadísticos de eficiencia eléctrica acumulada de módulos fotovoltaicos.

Conteo: 37	Irradiancia Solar (kWh/m ²)	$\overline{\eta_{El PV1}}$ (%)	$\overline{\eta_{El PV2}}$ (%)	$\overline{d_{Ef}}$ (%)
Promedio	5.71	13.27	13.75	0.48
Desviación Estándar	0.46	1.19	0.99	

Prueba de hipótesis.

Se aplica la prueba de hipótesis según las ecuaciones 3.4 a 3.8, obteniendo los resultados presentados en las ecuaciones 3.30 y 3.31.

$$\text{Estadístico t calculado: } t_0 = 5.84 \quad 3.30$$

$$\text{Estadístico de rechazo: } t_{gl=36, \alpha=0.05} = 1.69 \quad 3.31$$

Dado que $t_0 > t_{gl=36, \alpha=0.05}$ es verdadero, se rechaza la hipótesis nula de $\mu_{d_{Ef}} = 0$ con un nivel de confianza de 95 %. Por lo tanto, se acepta la hipótesis alternativa de : $\mu_{d_{Ef}} > 0$.

Intervalo de confianza.

Se construye el intervalo de confianza donde se encuentra la verdadera diferencia eficiencia eléctrica entre los módulos por medio de las ecuaciones 3.9 a 3.11, que se presenta en la ecuación 3.32 y la Figura 3.21.

$$0.31 \% \leq \mu_{d_{Ef}} \leq 0.64 \% \quad 3.32$$

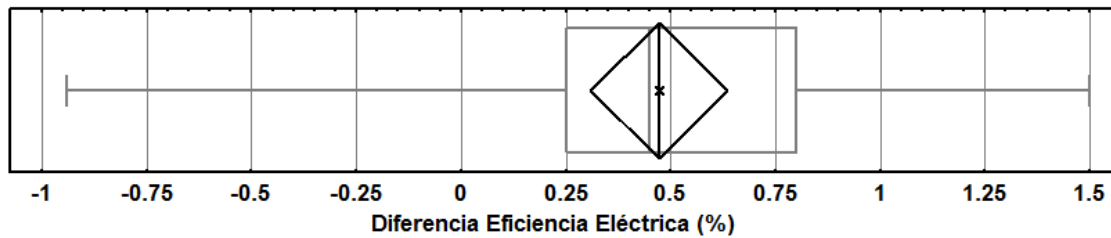


Figura 3.21. Diagrama de caja y bigotes con diamante de intervalo de confianza para la diferencia en eficiencia eléctrica encontrada entre los módulos seleccionados.

Se encuentra una diferencia significativa en el desempeño de los módulos fotovoltaicos seleccionados para el montaje experimental en términos de eficiencia eléctrica. Se observa una diferencia promedio de 0.48 % en la eficiencia eléctrica de los módulos, con un posible mínimo de 0.31 % y un máximo de 0.64 %, intervalo que será tenido en cuenta para la evaluación de desempeño del módulo híbrido fotovoltaico y térmico comparado con el módulo fotovoltaico tradicional en el siguiente capítulo.

4 EVALUACIÓN COMPARATIVA DE DESEMPEÑO ELÉCTRICO

4.1 Energía eléctrica generada diaria

De manera similar al análisis realizado para los módulos fotovoltaicos sin modificaciones, se realiza el análisis de los datos de energía total generada en un día de operación de los sistemas, para determinar si la modificación en el módulo híbrido fotovoltaico y térmico tiene un impacto significativo sobre el desempeño eléctrico con respecto al fotovoltaico tradicional. La Figura 4.1 presenta la energía eléctrica generada en los días de experimentación por los módulos PV y PVT-PCM, así como la irradiancia solar incidente sobre los mismos. Como es de esperarse, se observa una correlación fuerte entre estas variables, la energía generada por los módulos sigue el comportamiento de la irradiancia solar incidente.

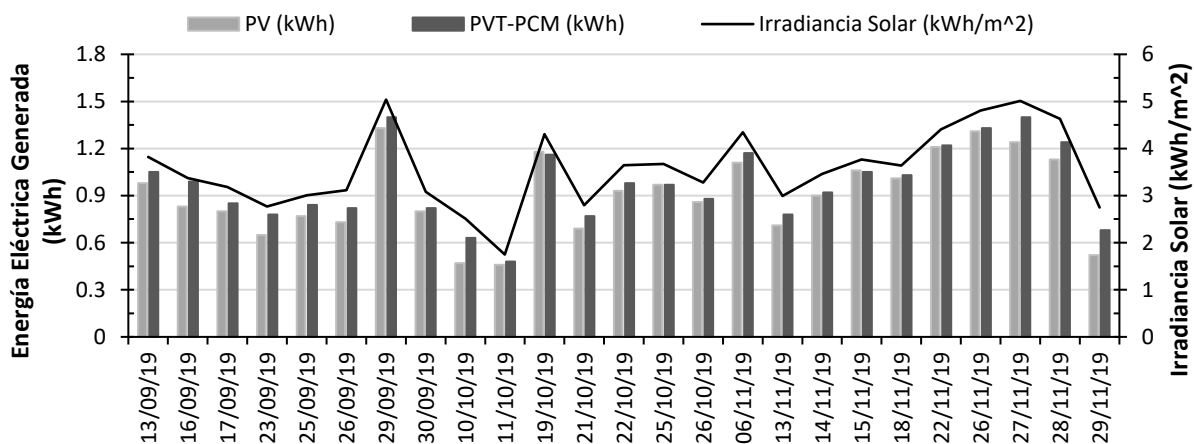


Figura 4.1. Energía eléctrica total diaria generada por el sistema PV y el híbrido PVT-PCM.

La energía eléctrica generada por el módulo PVT-PCM, es mayor para la mayoría de los días de corrida experimental, siendo menor o igual que la generada por el módulo PV en solo 3 días de la muestra (19/10/2019, 25/10/2019 y 15/11/2019). Se alcanza una diferencia máxima de 0.16 kWh en 4 días de operación de los sistemas (16/09/2019, 10/10/2019, 27/11/2019 y 29/11/2019), cuyo comportamiento individual será revisado más adelante.

La Figura 4.2 presenta los diagramas de caja y bigotes con los diamantes de intervalos de confianza para la energía diaria generada por los módulos PV y PVT-PCM, se observa que los intervalos de confianza para estas dos variables se traslapan, indicando que ambos módulos tienen un comportamiento similar y pueden ser estadísticamente iguales. Se aplica la prueba de comparación de muestras pareadas, según la metodología presentada en el numeral 3.2.3.1 del capítulo anterior.

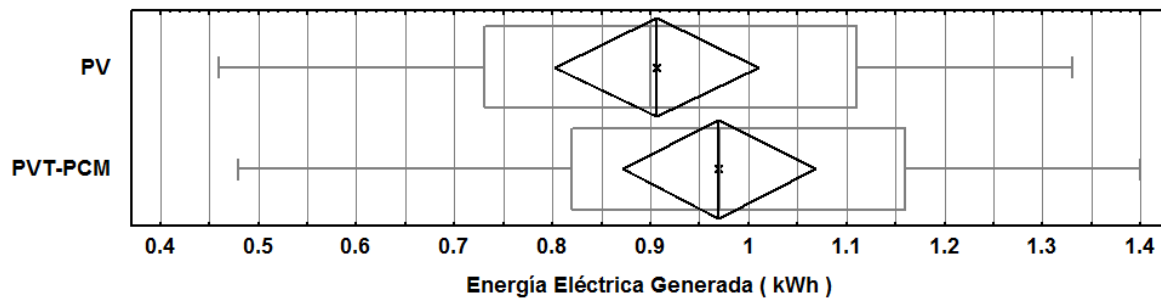


Figura 4.2. Diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para energía eléctrica generada por los módulos PV testigo y PVT-PCM propuesto.

La Tabla 4.1 presenta los estadísticos principales para la irradiancia solar y la energía eléctrica diaria generada por los módulos PV y PVT-PCM

Tabla 4.1. Estadísticos principales de energía eléctrica diaria generada por los sistemas PV y PVT-PCM.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m ²)	PV (kWh)	PVT PCM (kWh)	$\bar{d} = (PVT\ PCM) - PV$ (kWh)
Promedio	3.57	0.91	0.97	0.06
Desviación Estándar	0.83	0.25	0.24	

Prueba de hipótesis.

Se aplica la prueba de hipótesis según las ecuaciones 3.4 a 3.8, obteniendo los resultados presentados en las ecuaciones 4.1 y 4.2.

$$\text{Estadístico t calculado:} \quad t_0 = 5.65 \quad 4.1$$

$$\text{Estadístico de rechazo:} \quad t_{gl=24, \alpha=0.05} = 1.71 \quad 4.2$$

Dado que $t_0 > t_{gl=24, \alpha=0.05}$ es verdadero, se rechaza la hipótesis nula de $\mu_{d_{Ef}} = 0$ con un nivel de confianza de 95 %. Por lo tanto, se acepta la hipótesis alternativa de : $\mu_{d_{Ef}} > 0$.

Intervalo de confianza.

Se construye el intervalo de confianza donde se encuentra la verdadera diferencia en energía generada, por medio de las ecuaciones 3.9 a 3.11 y se presenta en la ecuación 4.3.

$$0.04 \leq \mu_d \leq 0.09 \quad 4.3$$

La Figura 4.3 presenta los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para las diferencias en energía eléctrica encontrada entre el módulo PVT-PCM y el módulo PV tradicional, comparado con el intervalo de confianza de la diferencia en energía eléctrica generada por los módulos antes de la modificación a sistema híbrido. Se observa que la diferencia

promedio entre PVT-PCM y PV es un poco mayor, pero no alcanza a salir del intervalo de confianza antes de la modificación. Adicionalmente se debe tener en cuenta que la irradiancia global horizontal promedio durante la campaña de datos antes de la modificación a PVT-PCM fue de 5.71 kWh/m² mientras que en los días de corrida experimental después de la modificación se tienen 3.56 kWh/m² promedio. Por tal motivo, el análisis no es completo al comparar solo el desempeño en términos de energía eléctrica generada. Se debe analizar la diferencia en eficiencia eléctrica acumulada diaria, ya que se extrae el efecto de la diferencia en irradiancia global horizontal registrada durante los diferentes días de corrida experimental.

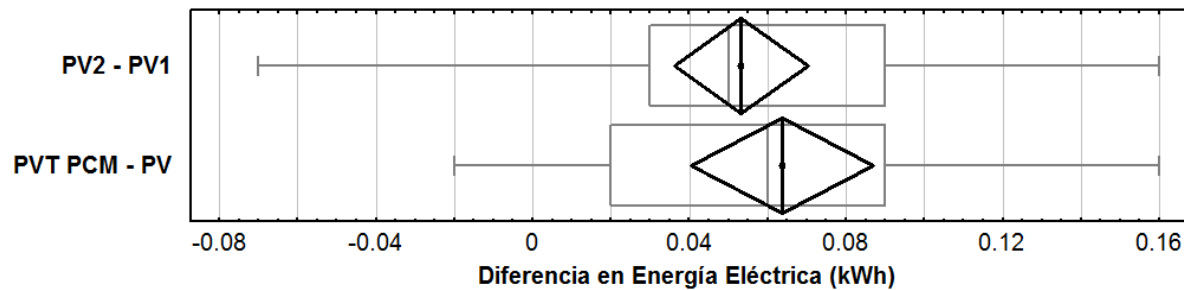


Figura 4.3. Diagrama de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la diferencia en energía eléctrica generada por los sistemas PV y PVT-PCM en comparación con los módulos solares seleccionados antes de la modificación PVT-PCM.

4.2 Eficiencia eléctrica diaria

La Figura 4.4 presenta la eficiencia eléctrica diaria de los módulos PVT-PCM y PV testigo, calculados según las ecuaciones 4.4 y 4.5 respectivamente, donde E_i es la energía eléctrica generada por cada módulo, I_i es la irradiancia global horizontal en el día i de la muestra de datos y A_m el área de cada módulo.

$$\begin{array}{l} \text{Eficiencia Acumulada} \\ \text{Diaria Módulo PVT-PCM} \end{array} \quad \eta_{PVT-PCM,i} = \frac{E_{PVT-PCM,i}}{I_{s,i} A_m} \quad 4.4$$

$$\begin{array}{l} \text{Eficiencia Acumulada} \\ \text{Diaria Módulo PV} \end{array} \quad \eta_{PV,i} = \frac{E_{PV,i}}{I_{s,i} A_m} \quad 4.5$$

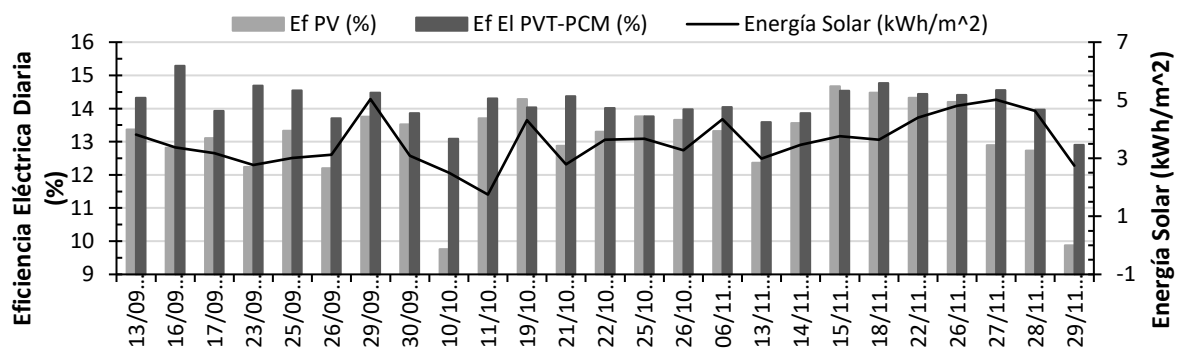


Figura 4.4. Eficiencia eléctrica diaria de los módulos PV y PVT-PCM.

Se observa una diferencia de desempeño a favor del módulo PVT-PCM, donde se tienen solo 3 días en los que la eficiencia del módulo PV tradicional es mayor o igual que la del PVT-PCM. Estos días corresponden a los identificados en el subtítulo anterior con menor energía eléctrica generada en el módulo PVT-PCM. La máxima diferencia de desempeño entre los módulos se presenta el día 10/10/2019 con 3.33 % de mayor eficiencia eléctrica acumulada diaria a favor del módulo PVT-PCM.

La Figura 4.5 presenta los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la eficiencia eléctrica acumulada diaria del módulo PV tradicional y el PVT-PCM propuesto. Se observa que no hay traslape de los intervalos de confianza para las eficiencias eléctricas de los sistemas, donde la media para el módulo PVT-PCM es de 14.14 % y para el módulo PV tradicional es de 13.12 %, lo que sugiere una diferencia significativa de 1.02 % en la eficiencia eléctrica de los sistemas.

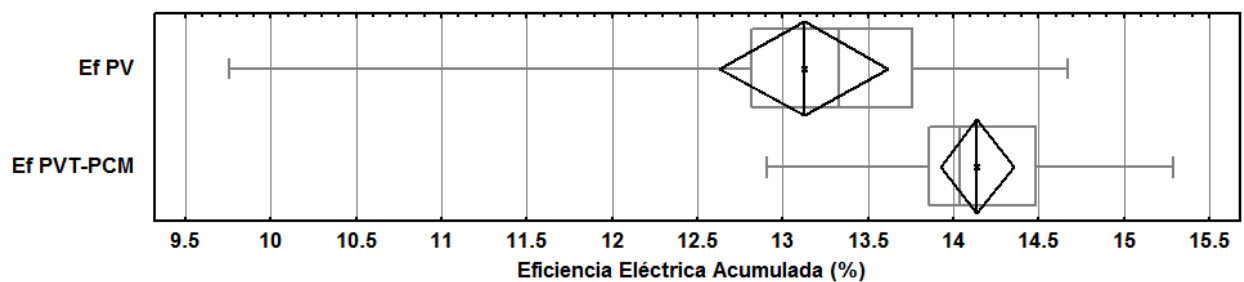


Figura 4.5. Diagrama de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la eficiencia de los sistemas PV y PVT-PCM propuesto.

Para definir la diferencia en eficiencia eléctrica encontrada, se aplica la prueba de comparación de muestras pareadas, según la metodología presentada en el numeral 3.2.3.1 del capítulo 3. La Tabla 4.2 presenta los estadísticos principales de los datos obtenidos y la diferencia calculada en la eficiencia eléctrica para cada día de observación de los sistemas.

Tabla 4.2. Estadísticos de eficiencia eléctrica acumulada de módulos fotovoltaicos.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m ²)	$\overline{\eta}_{PV}$ (%)	$\overline{\eta}_{PVT-PCM}$ (%)	\overline{d}_{Ef} (%)
Promedio	3.57	13.12	14.14	1.01
Desviación Estándar	0.83	1.20	0.52	

Prueba de hipótesis.

Se aplica la prueba de hipótesis según las ecuaciones 3.4 a 3.8, obteniendo los resultados presentados en las 4.6 y 4.7.

Estadístico t calculado:

$$t_0 = 5.24$$

4.6

Estadístico de rechazo:

$$t_{gl=24, \alpha=0.05} = 1.71$$

4.7

Dado que $t_0 > t_{gl=24, \alpha=0.05}$ es verdadero, se rechaza la hipótesis nula de $\mu_{d_{Ef}} = 0$ con un nivel de confianza de 95 %. Por lo tanto, se acepta la hipótesis alternativa de : $\mu_{d_{Ef}} > 0$.

Intervalo de confianza.

Se construye el intervalo de confianza donde se encuentra la verdadera diferencia eficiencia eléctrica entre los módulos PVT-PCM y PV testigo por medio de las ecuaciones 3.9 a 3.11, y se presenta en la ecuación 4.8.

$$0.62 \% \leq \mu_{d_{Ef}} \leq 1.42 \% \quad 4.8$$

Como resultado de la prueba de diferencia de medias pareadas realizada, se tiene que si existe una diferencia significativa promedio de 1.01 % entre la eficiencia eléctrica acumulada diaria del módulo PVT-PCM sobre el módulo PV tradicional con un mínimo de 0.62 % y un máximo de 1.42 % posibles, con un nivel de confianza del 95 %.

La Figura 4.6 presenta los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la diferencia en eficiencia eléctrica entre los módulos PVT-PCM y PV tradicional comparados contra la diferencia encontrada durante la campaña de datos antes de la modificación a híbrido. Dado que existe una diferencia significativa en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos de fábrica, el efecto de la implementación del sistema de almacenamiento y recuperación de energía térmica con material de cambio de fase será la diferencia entre el efecto detectado durante las pruebas de calibración de los módulos y el efecto detectado durante las corridas experimentales.

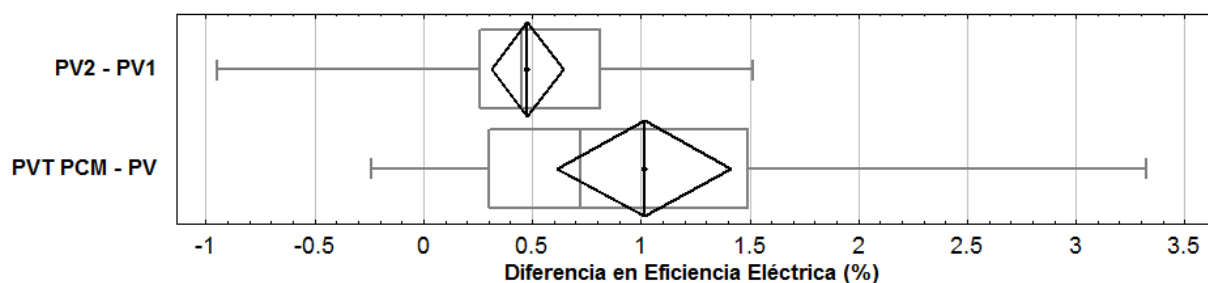


Figura 4.6. Diagrama de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la diferencia en eficiencia eléctrica de los sistemas PV y PVT-PCM en comparación con la calibración de los módulos seleccionados.

Para aislar el efecto del sistema PVT-PCM de la diferencia en desempeño entre los módulos originales, se debe aplicar la prueba de comparación de muestras independientes para verificar que los datos registrados durante las campañas de datos antes y después de la modificación PVT-PCM no vienen de una misma población (numeral 3.2.3.2 del capítulo 3). La Tabla 4.3 presenta

los estadísticos principales de la diferencia en eficiencia eléctrica diaria de los módulos PVT PCM y PV antes y después de la modificación a sistema híbrido, datos que son utilizados para identificar y construir un intervalo de confianza para el efecto del sistema térmico con PCM sobre el desempeño eléctrico de los módulos.

Tabla 4.3. Estadísticos de diferencias en eficiencia eléctrica diaria antes y después de modificación PVT-PCM.

	$\bar{d}_{Ef,PV} = Ef\ PV2 - Ef\ PV1$ (%)	$\bar{d}_{Ef,PVT-PCM} = Ef\ PVT\ PCM - Ef\ PV$ (%)
Conteo	37	24
Promedio	0.47	1.01
Desviación Estándar	0.49	0.97
Mínimo ($\alpha = 95\%$)	0.31	0.61
Máximo ($\alpha = 95\%$)	0.64	1.41

Prueba de hipótesis.

Se aplica la prueba de hipótesis según las ecuaciones 3.14 a 3.19, obteniendo los resultados presentados en las ecuaciones 4.6 y 4.7.

$$\text{Estadístico t:} \quad t_0 = 2.54 \quad 4.9$$

$$\text{Estadístico de rechazo:} \quad t_{gl=v,\alpha=0.05} = 2.04 \quad 4.10$$

Dado que $t_0 > t_{gl=v,\alpha=0.05}$ es verdadero, se rechaza la hipótesis nula de $\mu_{d_{Ef,PVT-PCM}} = \mu_{d_{Ef,PV}}$ con un nivel de confianza de 95 %. Por lo tanto, se acepta la hipótesis alternativa de: $\mu_{d_{Ef,PVT-PCM}} \neq \mu_{d_{Ef,PV}}$.

Teniendo en cuenta la diferencia de desempeño encontrada antes de la modificación PVT-PCM, se obtiene el efecto promedio del sistema híbrido, como la diferencia de promedios de los datos compilados antes y después de la modificación según la ecuación 4.11.

$$\begin{aligned} \text{Efecto Promedio} \quad \mu_{Efecto\ PVT-PCM} &= \bar{d}_{Ef,PVT-PCM} - \bar{d}_{Ef,PV2-PV1} \\ \text{PVT-PCM:} \quad \mu_{Efecto\ PVT-PCM} &= \mathbf{0.54\ \%} \end{aligned} \quad 4.11$$

Intervalo de confianza.

A continuación, se construye el intervalo de confianza para el efecto del sistema híbrido sobre la eficiencia eléctrica del módulo PVT-PCM, según las ecuaciones 3.21 a 3.23, y se presenta en la ecuación 4.12.

$$0.11 \% \leq \mu_{\text{Efecto PVT-PCM}} \leq 0.98 \%$$

4.12

Se tiene un efecto del sistema térmico con PCM sobre el módulo fotovoltaico correspondiente a un aumento promedio de la eficiencia eléctrica acumulada diaria de 0.54 %, con un mínimo de 0.11 % y máximo de 0.98 % posibles con un nivel de confianza del 95 %. Es decir que se espera una mejora en la eficiencia eléctrica dentro del rango especificado para cualquier muestra de datos futuros del sistema PVT-PCM propuesto con respecto a un sistema PV tradicional con una confiabilidad del 95%.

4.3 Análisis de desempeño eléctrico instantáneo

Con el objetivo de identificar qué condiciones ambientales y operacionales tienen un mayor impacto en el desempeño eléctrico del sistema PVT-PCM propuesto, se realiza un análisis de comportamiento instantáneo de diferentes variables de los sistemas. Se analizarán la radiación global horizontal incidente, la potencia eléctrica generada, la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos, la eficiencia eléctrica instantánea y la diferencia de eficiencia eléctrica instantánea entre el módulo PVT-PCM y el módulo PV tradicional. Dada la gran cantidad de datos disponibles, se presenta el análisis para los cinco días de mejor desempeño y cinco días de peor desempeño eléctrico del sistema PVT-PCM en términos de mayor a menor diferencia entre las eficiencias eléctricas acumuladas diarias. La Figura 4.7 presenta la diferencia en eficiencia eléctrica acumulada diaria entre los sistemas PVT-PCM y PV, en los días de corrida experimental en orden de mayor a menor, se observa que los cinco días de mejor desempeño del sistema PVT-PCM son: 10/10/2019, 29/11/2019, 16/09/2019, 23/09/2019 y 27/11/2019. Mientras que los 5 días de menor desempeño eléctrico del sistema PVT-PCM son el 19/10/2019, 15/11/2019, 25/10/2019, 22/11/2019 y 26/11/2019.

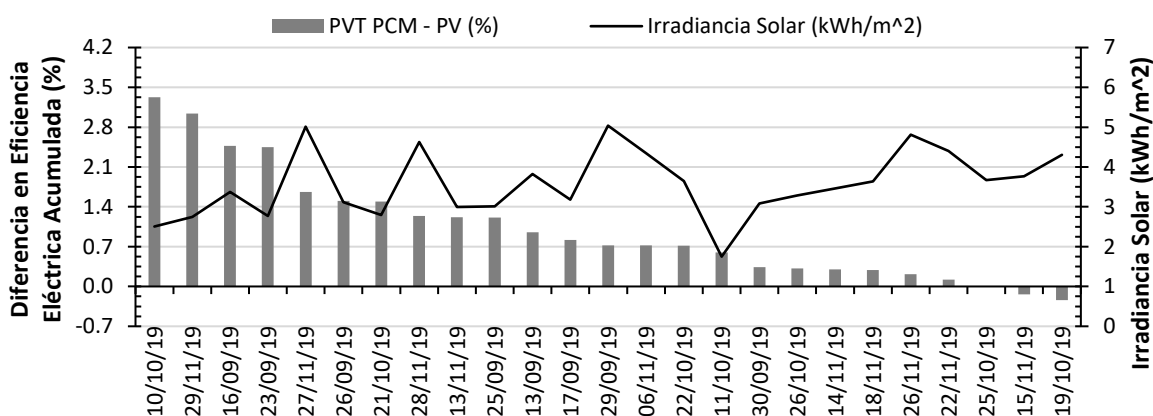


Figura 4.7. Diferencias en eficiencias eléctricas de los sistemas en los días de pruebas.

A continuación, se hará la revisión y análisis de los días con mayor y menor diferencia en eficiencia eléctrica acumulada diaria entre los sistemas PVT-PCM propuesto y PV testigo.

4.3.1 Análisis de los días de mayor diferencia en desempeño eléctrico

La Figura 4.8 presenta las eficiencias eléctricas acumuladas diarias, la diferencia de eficiencias y la irradiancia solar registrados en los cinco días con mayor diferencia de desempeño entre los sistemas PVT-PCM y PV, ordenados de mayor a menor. El día de mayor diferencia de desempeño se obtuvo el 10/10/2019 con 3.32 % de diferencia de eficiencia eléctrica acumulada y 2.51 kWh/m² de irradiancia solar (día parcialmente nublado). Se observa además que el quinto día con mayor diferencia de desempeño fue el 27/11/2019 con 1.66 % de diferencia de eficiencias eléctricas y 5.01 kWh/m² de irradiancia solar (día con poca nubosidad). La Figura 4.9 presenta las variables ambientales de radiación solar global horizontal (W/m²), tasa de precipitación (mm/hr), temperatura ambiente (°C) y velocidad de viento (m/s). Se observa que se presentan condiciones ambientales variables, con días nublados que generan transitorios de radiación solar incidente sobre los módulos, muy significativos para el análisis realizado. La temperatura ambiente se mantiene alrededor de 30 °C para los 5 días analizados, con máximos de 30 °C en el día 1 y 34 °C en el día 5. La precipitación tiene un efecto de reducción en la temperatura ambiente de aproximadamente 3 °C en los días 3 y 4. La velocidad del viento se mantiene alrededor de 5 m/s durante las horas del día, cayendo a valores cercanos a cero durante las horas de precipitación en los días 3 y 4, y un máximo de 8 m/s en el día 5.

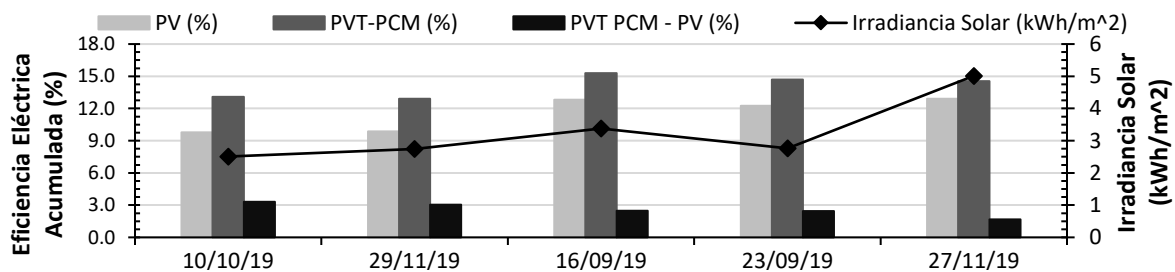


Figura 4.8. Eficiencia eléctrica acumulada de los cinco días con mayor diferencia de desempeño entre PVT-PCM y PV.

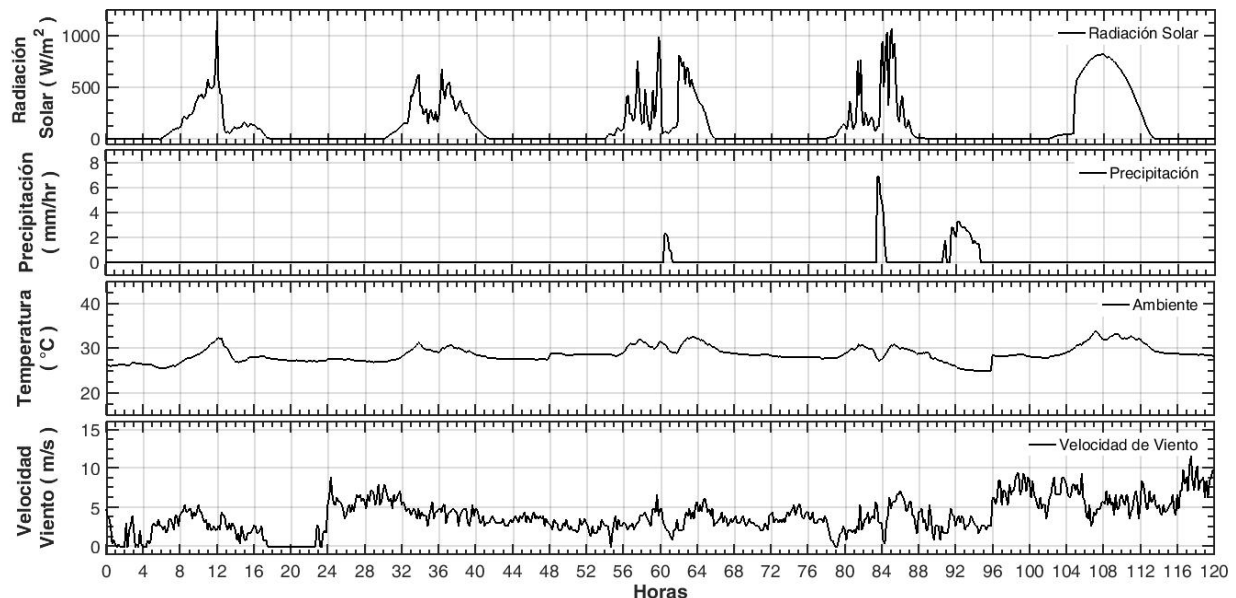


Figura 4.9. Variables ambientales para los cinco días de mayor diferencia de desempeño eléctrico entre PVT-PCM y PV.

La potencia eléctrica generada por los sistemas PVT-PCM y PV se presentan en la Figura 4.10. Se observa que la potencia eléctrica (W/m^2) generada por el módulo PVT-PCM sigue el comportamiento de la radiación solar global horizontal, mientras que el módulo PV tradicional presenta caídas súbitas en generación de potencia durante los transitorios de aumento de radiación, comportamiento que es más marcado en horas de la mañana. En la Figura 4.11 se observa que la máxima temperatura de operación registrada para los módulos se presenta en el día 1 con 68°C para el módulo PV tradicional y 52°C para el módulo PVT-PCM, con una diferencia de temperatura de operación máxima de 17°C entre los módulos PVT-PCM y PV, siendo mayor que la registrada en el día 5, donde se tienen temperaturas máximas de 56°C para el módulo PV y 48°C para el módulo PVT-PCM y una diferencia máxima de 11°C justo antes de mediodía.

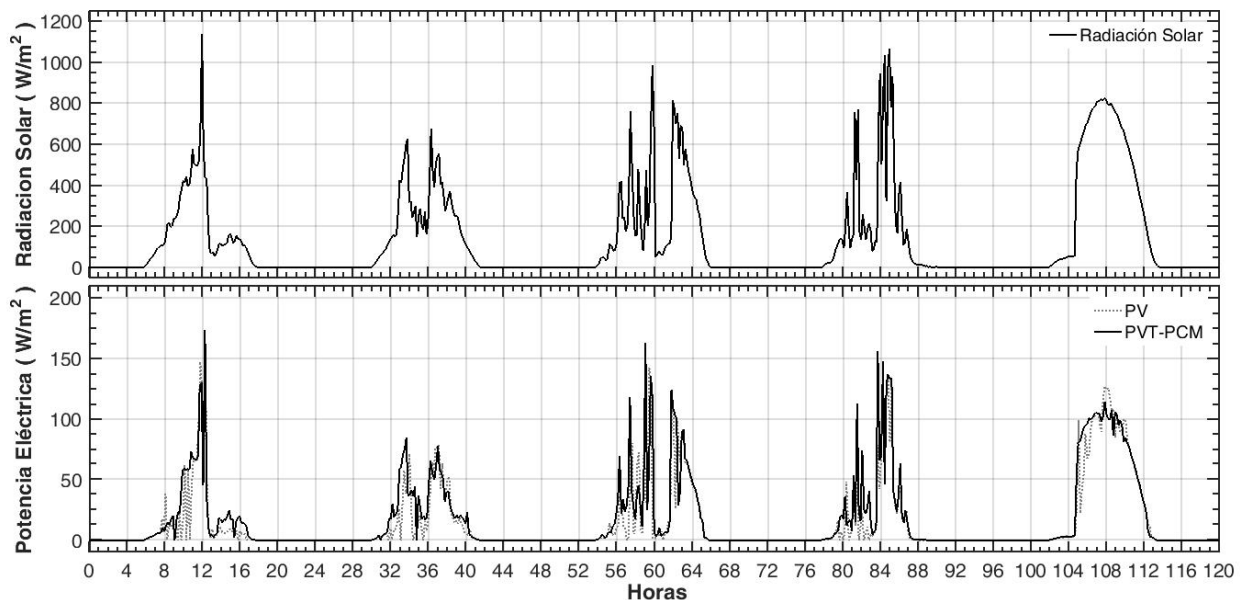


Figura 4.10. Radiación y potencia eléctrica generada para los 5 días de mejor desempeño PVT-PCM.

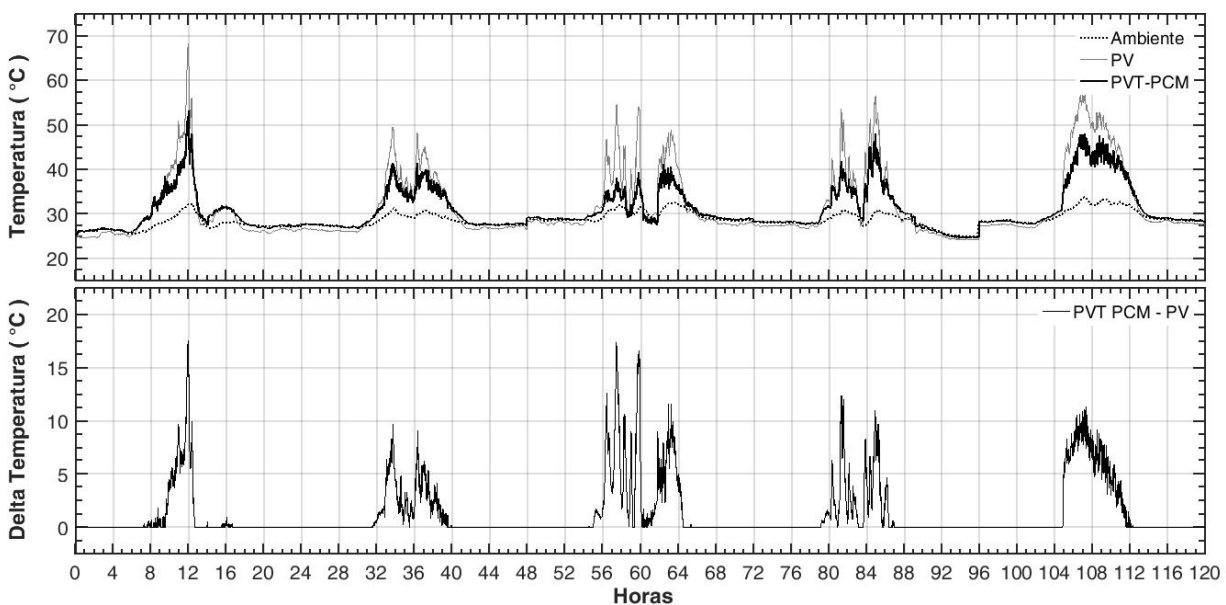


Figura 4.11. Temperatura de operación y diferencia de temperatura para los 5 días de mejor desempeño PVT-PCM.

En la Figura 4.12, se observa que la eficiencia eléctrica instantánea de los módulos presenta inestabilidad alrededor de los eventos transitorios de radiación, con picos de hasta 40 % de eficiencia eléctrica instantánea, comportamiento que no se presenta en el día 5 dada la ausencia de cambios súbitos en la radiación solar incidente. Adicionalmente, se observa una diferencia marcada en la eficiencia eléctrica instantánea de los módulos bajo condiciones de baja radiación con valores cercanos al 6 % para radiaciones menores a 200 W/m^2 mientras que, a mayores niveles de radiación, las eficiencias se acercan al 16.16 % declarado por el fabricante bajo condiciones de prueba estándar (STC), comportamiento que se observa más claro en el día 5.

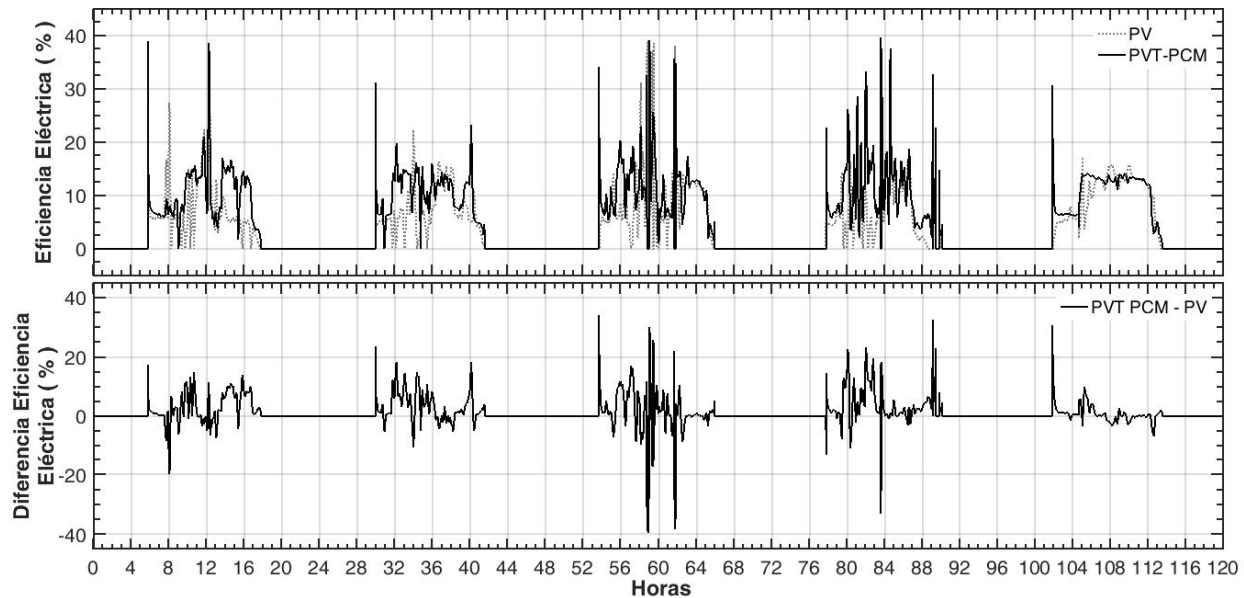


Figura 4.12. Eficiencias eléctricas y diferencia de eficiencias para los 5 días de mayor diferencia de desempeño eléctrico.

4.3.2 Análisis de los días de menor diferencia en desempeño eléctrico

La Figura 4.13 presenta las eficiencias eléctricas acumuladas, la diferencia de eficiencias y la irradiancia solar registrados en los cinco días con menor diferencia de desempeño entre los sistemas PVT-PCM y PV, ordenados de menor a mayor. El día de menor diferencia de desempeño se obtuvo el 19/10/2019 con -0.24 % de diferencia de eficiencia eléctrica acumulada y 4.31 kWh/m^2 de irradiancia solar. Esta diferencia de desempeño negativa se presenta dado que la eficiencia eléctrica acumulada del módulo PV tradicional es mayor que la del módulo PVT-PCM. El día 3 de la secuencia, 25/10/2019, no se presentó diferencia de desempeño entre los sistemas, presentando 13.77 % de eficiencia eléctrica acumulada en ambos módulos. En el día número 5, se observa una diferencia de eficiencias de 0.22 % con la irradiancia más alta de la secuencia de datos, 4.81 kWh/m^2 .

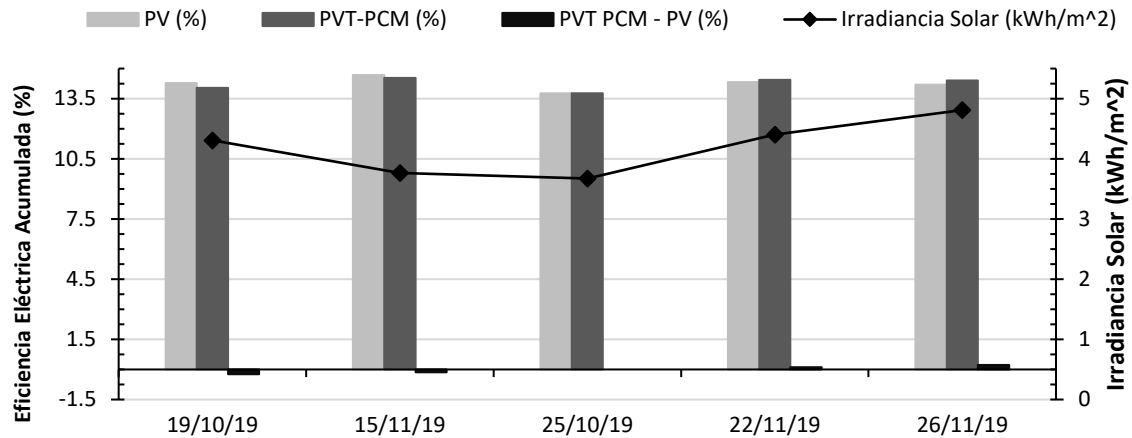


Figura 4.13. Eficiencias eléctricas acumuladas de los cinco días con menor diferencia en desempeño eléctrico.

La Figura 4.14 presenta las variables ambientales de radiación solar global horizontal (W/m^2), tasa de precipitación (mm/h), temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) y velocidad de viento (m/s). De manera general se tienen días con eventos transitorios debido a nubosidad aislada, no se presentó precipitación en estos días, temperatura ambiente entre 25 y 32°C y velocidad de viento alrededor de los 5 m/s durante todo el día con picos de 10 m/s para el día 5 en horas de la mañana.

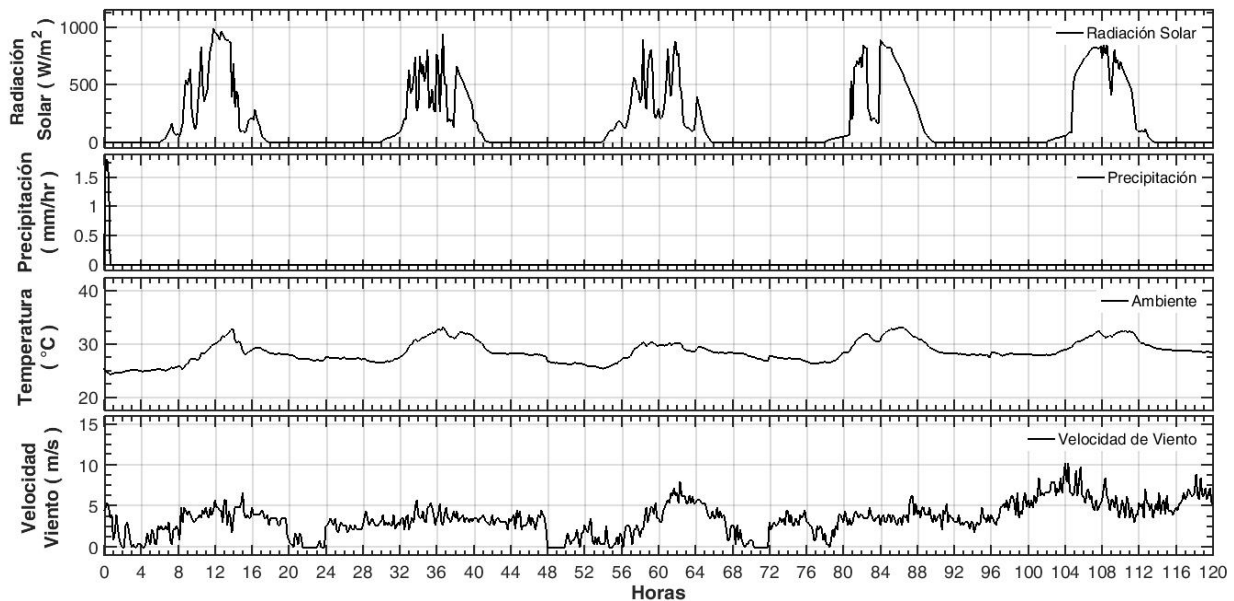


Figura 4.14. Variables ambientales para los cinco días de menor diferencia en desempeño eléctrico.

La potencia eléctrica generada por los sistemas PVT-PCM y PV se presentan en la Figura 4.15. Se observa que la potencia eléctrica (W/m^2) generada por los módulos PVT-PCM y PV tradicional sigue el comportamiento de la radiación solar global horizontal sin presentar mayor diferencia exceptuando el día 4, donde se presenta una caída en la generación del módulo PV aproximadamente a las 10:00 horas.

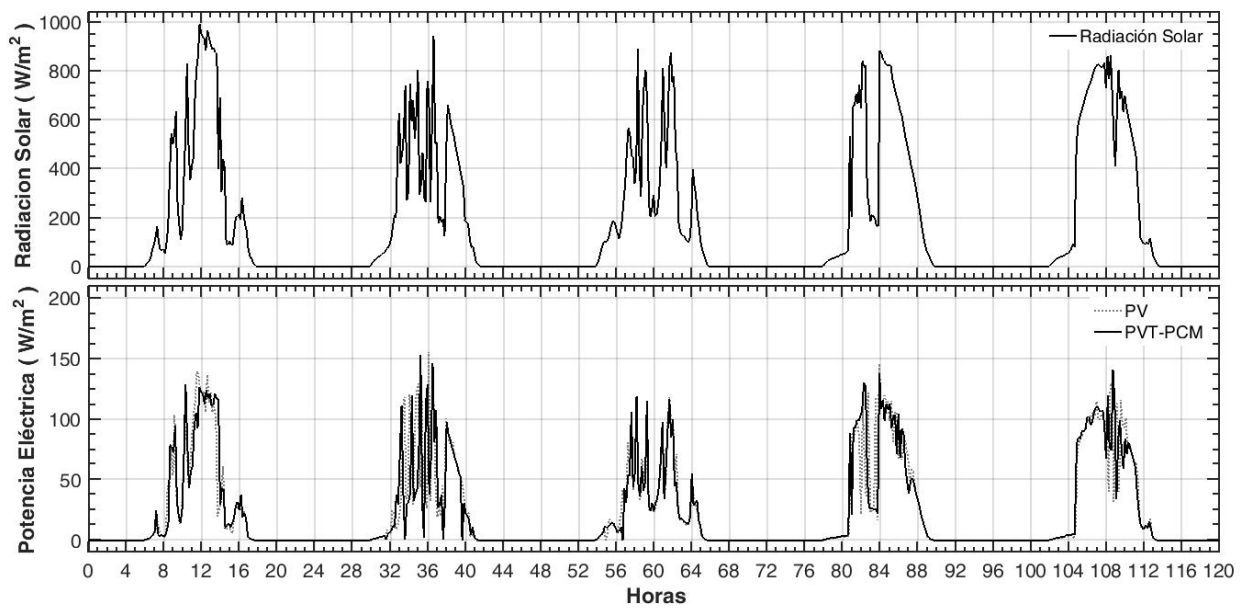


Figura 4.15. Radiación y potencia eléctrica generada para los 5 días de menor diferencia en desempeño eléctrico.

En la Figura 4.16 se observa que la máxima temperatura de operación registrada para los módulos se presenta en el día 1 con 55 °C para el módulo PV tradicional y 50 °C para el módulo PVT-PCM, con una diferencia de temperatura de operación máxima de 12 °C entre los módulos PVT-PCM y PV, siendo mayor que la registrada en el día 5 (de mayor irradiancia), donde se tienen temperaturas máximas de 53 °C para el módulo PV y 42 °C para el módulo PVT-PCM y una diferencia máxima de 10.5 °C a las 10:00 horas.

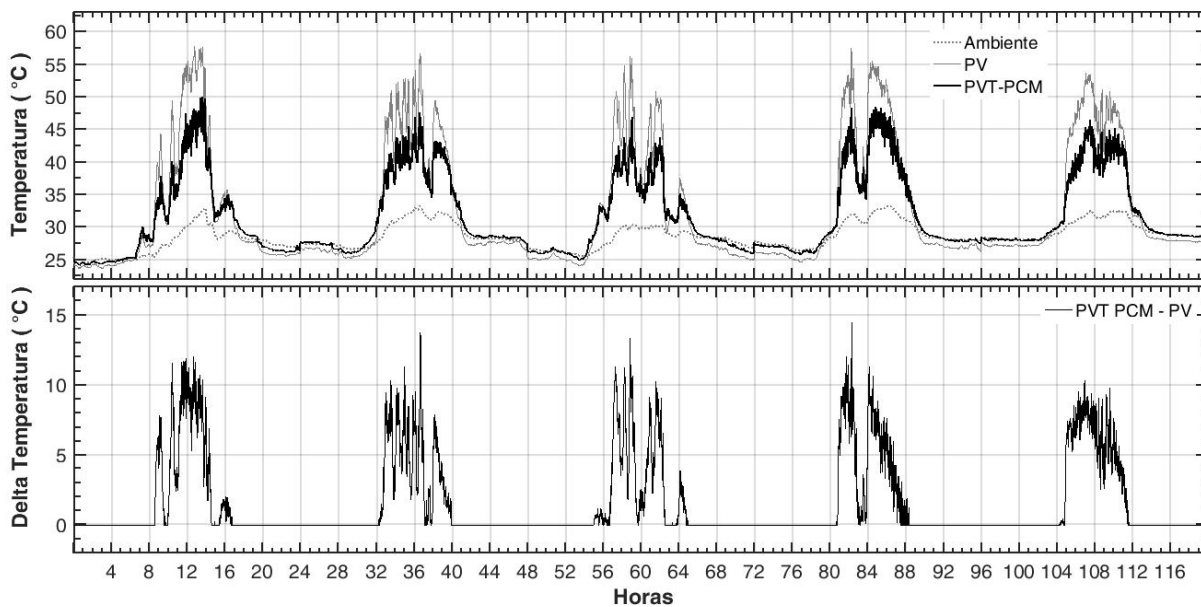


Figura 4.16. Temperatura de operación y delta de temperatura para los 5 días de menor diferencia en desempeño eléctrico.

La eficiencia eléctrica instantánea de los módulos presenta inestabilidad alrededor de los eventos transitorios de radiación, con picos de hasta 40 %, comportamiento que no se presenta en el día 5 dada la ausencia de cambios súbitos en la radiación solar incidente (ver Figura 4.17). Al igual que en los días de mayor diferencia de desempeño, se observa una diferencia marcada en la

eficiencia eléctrica instantánea de los módulos bajo condiciones de baja radiación con valores cercanos al 6 % para radiaciones menores a 200 W/m^2 , mientras que a mayores niveles de radiación las eficiencias se acercan al 16.16 % declarado por el fabricante bajo condiciones de prueba estándar (STC), comportamiento evidenciable en las primeras horas de la mañana de los días 4 y 5.

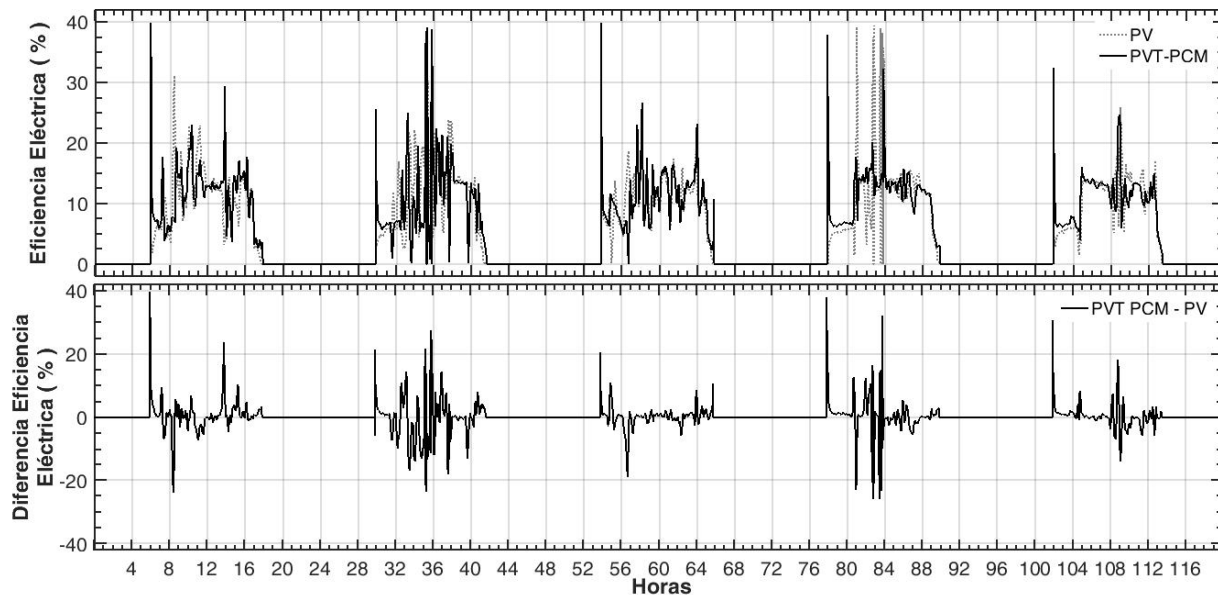


Figura 4.17. Eficiencias eléctricas para los 5 días de menor diferencia en desempeño eléctrico.

Cómo conclusión del análisis de desempeño eléctrico se resalta que, durante la campaña de pruebas experimentales después de la modificación a sistema PVT-PCM, solo 2 días presentaron comportamiento no favorable para la tecnología. Con diferencias de desempeño del orden de -0.24 %, comparada con la media poblacional de 1.01 % a favor del módulo PVT-PCM, estos resultados pueden atribuirse a desviaciones en el control de carga eléctrica del sistema fotovoltaico acoplado, entre otras variables no controladas en el presente trabajo de investigación.

En general, desde el punto de vista de la energía y eficiencia eléctrica acumulada diaria, el módulo PVT-PCM presenta un mejor desempeño que el módulo PV testigo. Se obtiene una mejor eficiencia eléctrica diaria promedio y la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas se mantiene más baja en el módulo PVT-PCM con respecto al módulo PV testigo, lo que puede alargar significativamente la vida útil del sistema fotovoltaico. En el siguiente capítulo se discutirá el efecto combinado eléctrico y térmico de la tecnología PVT-PCM

5 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉRMICO E HÍBRIDO

5.1 Energía térmica almacenada diaria

Dado que el PCM utilizado (parafina Rubitherm RT35) no es una sustancia pura, se tiene que el proceso de cambio de fase no se realiza a temperatura constante, sino dentro de un rango de temperatura entre 26 °C y 37 °C. Dentro del rango de temperatura de cambio de fase, el PCM carga y descarga energía de acuerdo con su distribución de entalpía parcial de fusión y solidificación (ver Figura 5.1). Por lo tanto, la energía térmica almacenada es la combinación del calor sensible y del calor latente debido al cambio de temperatura y cambio de fase de la masa total de PCM, dependiendo del rango de temperatura en el que se encuentre en el instante de tiempo analizado y el instante de tiempo inmediatamente anterior. Por fuera del rango de temperatura de cambio de fase, el calor almacenado corresponde al calor sensible o cambio de energía interna del material debido al aumento o disminución de su temperatura según la ecuación 5.1. Adicionalmente, si el cambio de temperatura es positivo, se tiene un proceso de carga del PCM, mientras que, si el cambio de temperatura es negativo, se tiene un proceso de descarga de energía térmica.

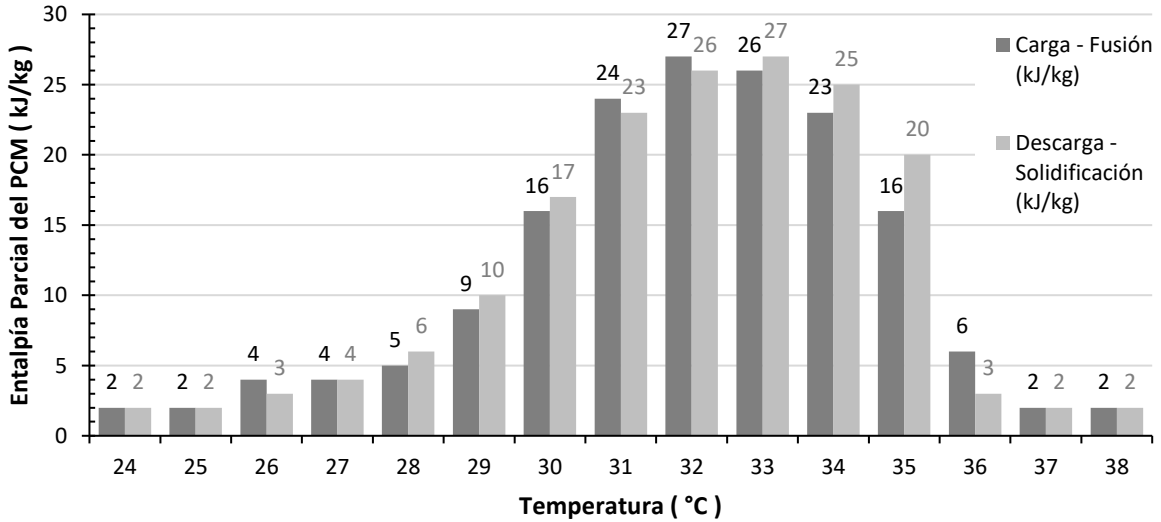


Figura 5.1. Distribución de entalpía parcial del PCM RT35 utilizado (Adaptado de Rubitherm Technologies, 2016)

$$Q_{PCM} = \begin{cases} \frac{1}{A_m} \sum_{t=t_i}^{t=t_f} m_{PCM} \cdot C_{p,PCM} \cdot (T_{PCM,t} - T_{PCM,t-1}) & , 37^{\circ}\text{C} < T_{PCM,t} < 26^{\circ}\text{C} \\ \frac{1}{A_m} \sum_{t=t_i}^{t=t_f} m_{PCM} \cdot h_{PCM} \cdot (T_{PCM,t} - T_{PCM,t-1}) & , 26^{\circ}\text{C} \leq T_{PCM,t} \leq 37^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 5.1$$

El calor almacenado y descargado se acumulan en el tiempo entre el amanecer (t_i) y el anochecer (t_f), de tal manera que se pueden comparar estas magnitudes para determinar si el PCM vuelve

a la misma temperatura inicial al anochecer, o si queda alguna energía almacenada después que se oculta el sol. La Figura 5.2 presenta el calor almacenado y descargado por el PCM diariamente durante la campaña de medición.

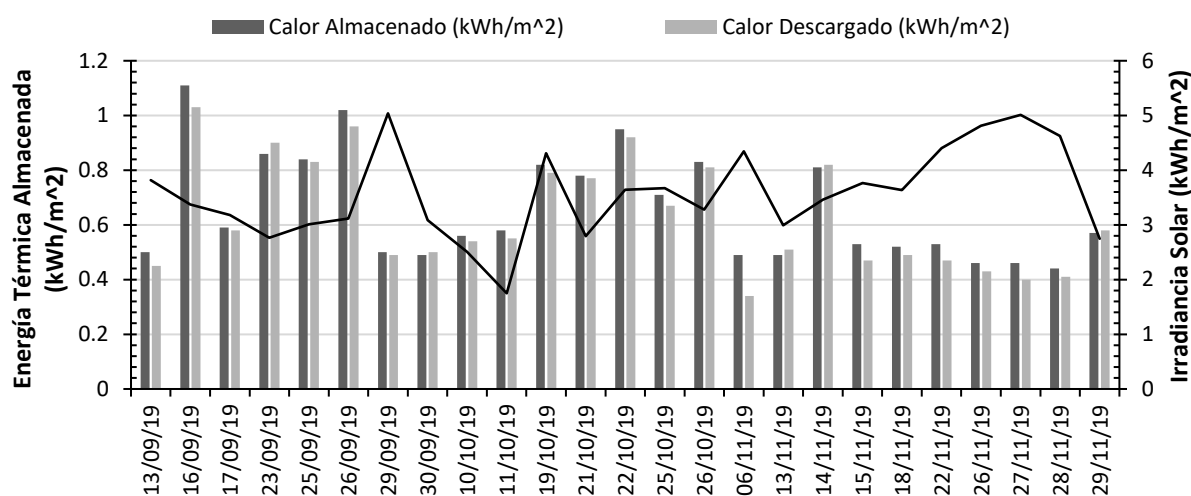


Figura 5.2. Energía térmica almacenada diaria por el PCM en los días de corrida experimental.

Adicionalmente, en la mayoría de los días de pruebas el calor almacenado es mayor que el recuperado, es decir, queda algo de energía térmica disponible que puede ser usada en horas de la noche. Esta afirmación se verifica con los estadísticos descriptivos de los datos mostrados Tabla 5.1 y los intervalos de confianza construidos que se presentan en la Figura 5.3. En los casos en los que el calor recuperado es mayor que el almacenado, se debe a la diferencia de temperatura del PCM entre en amanecer y el anochecer. Si la temperatura del PCM al amanecer es mayor que al anochecer, se tiene que se descarga una cantidad de energía térmica mayor a la almacenada.

Tabla 5.1. Estadísticos de energía térmica Almacenada diaria por el PCM.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m²)	Calor Almacenado (kWh/m²)	Calor Descargado (kWh/m²)
Promedio	3.57	0.66	0.63
Desviación Estándar	0.83	0.20	0.20
Mínimo	1.75	0.44	0.34
Máximo	5.04	1.11	1.03

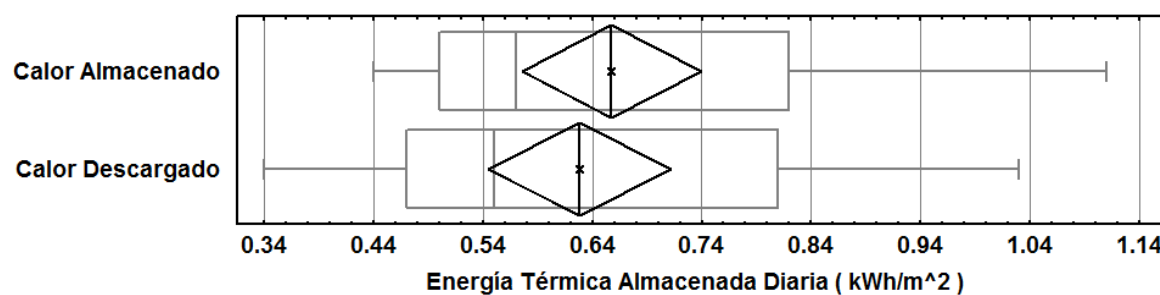


Figura 5.3. Diagrama de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para la energía térmica almacenada diaria por el PCM.

A continuación, se determina la proporción de calor descargado por el PCM respecto al calor cargado durante el día según la ecuación 5.1, como indicador de la energía almacenada en el PCM que podría ser utilizada luego que se oculta el sol, donde la diferencia de esta relación respecto al 100 %, es energía térmica queda disponible para las horas de la noche.

$$\text{Relación Descarga / Carga de PCM: } R_{Q,PCM,i} = \frac{Q_{PCM,descarga,i}}{Q_{PCM,carga,i}} \times 100 \% \quad 5.2$$

La Figura 5.4 presenta la relación entre calor descargado y cargado por el PCM para cada día de la campaña de datos, se observa que en algunos días la relación supera el 100 %, indicando que todo el calor almacenado fue descargado por el PCM durante el día en horas de sol y la temperatura del PCM al anochecer es menor que al amanecer.

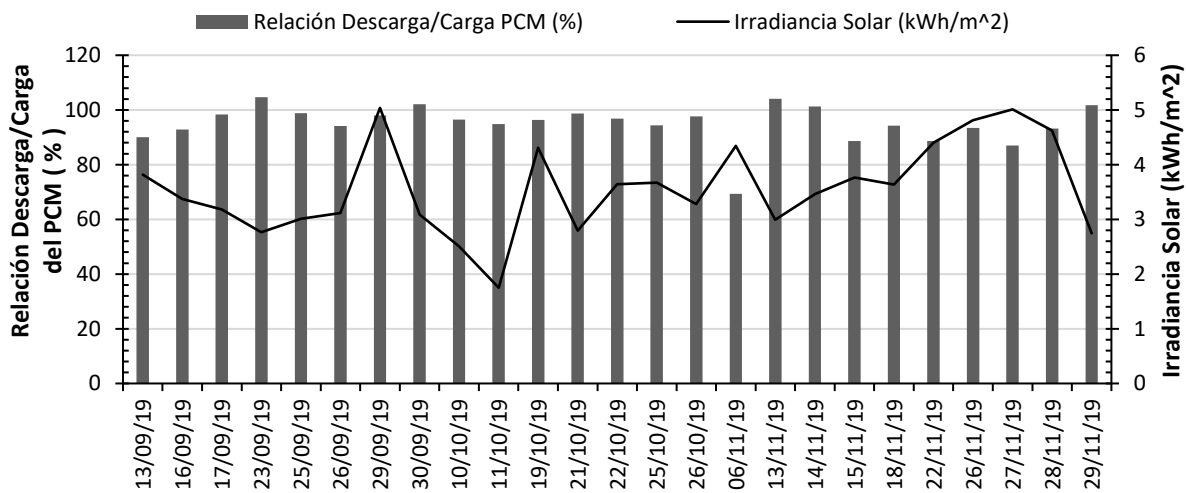


Figura 5.4. Relación de calor descargado/calor cargado diario por el PCM en los días de corrida experimental.

La Tabla 5.2 presenta los estadísticos principales de la serie de datos, donde se encuentra que en promedio se descarga el 95.02 % de la energía almacenada en el día durante horas de sol, quedando un promedio de 4.08 % de la energía térmica acumulada en el día, disponible para las horas de la noche. Adicionalmente, se resalta que en uno de los días de la campaña de datos se obtiene una relación de descarga del 69.39 %, lo que se traduce un 30.61 % de energía térmica disponible para posible utilización en horas de la noche.

Tabla 5.2. Estadísticos de energía térmica recuperada diaria en módulo PVT-PCM.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m²)	Relación Descarga/Carga del PCM (%)
Promedio	3.57	95.02
Desviación Estándar	0.83	7.10
Mínimo	1.75	69.39
Máximo	5.04	104.65

5.2 Energía térmica recuperada diaria

La energía térmica recuperada diaria resulta de la integral de la potencia térmica instantánea dividida entre el área frontal del módulo según la ecuación 5.3, donde la potencia térmica corresponde al flujo de calor recuperado del módulo PVT-PCM, durante el tiempo entre el amanecer y atardecer de cada día, calculado bajo las recomendaciones del estándar ISO 9806, sección 25 - Cálculos de parámetros del colector (ISO, 2017), teniendo en cuenta el flujo másico, el calor específico promedio y la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida de la corriente de fluido de trabajo (ver ecuación 5.4).

$$\begin{array}{ll} \text{Energía Térmica} & \\ \text{Recuperada Diaria:} & E_{ter\ PVT-PCM,i} = \frac{1}{A_m} \int_{t_{i,i}}^{t_{f,i}} \dot{Q} dt \end{array} \quad 5.3$$

$$\begin{array}{ll} \text{Flujo de Calor Útil:} & \dot{Q} = \dot{m} C_{p,prom}(T_{sal} - T_{ent}) \end{array} \quad 5.4$$

El flujo másico se obtiene de manera indirecta con la medición del caudal y la densidad del fluido de trabajo evaluada a la temperatura de entrada de la corriente, lugar donde se tiene instalado el indicador de flujo:

$$\begin{array}{ll} \text{Flujo másico:} & \dot{m} = \dot{V} \rho_{@T_{ent}} \end{array} \quad 5.5$$

Las correlaciones utilizadas para el calor específico promedio y la densidad del agua (fluido de trabajo) se toman del anexo C del estándar ISO 9806 y se presentan en la ecuación 5.6 y la ecuación 5.7.

Calor específico del agua (kJ/kg·K) @ 1 bar (0<T<99.5 °C).

$$C_p(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + a_4 \cdot T^4 + a_5 \cdot T^5 \quad 5.6$$

$$a_0 = 4.217$$

$$a_3 = -1.675 \times 10^{-6}$$

$$a_1 = -3.358 \times 10^{-3}$$

$$a_4 = 1.309 \times 10^{-8}$$

$$a_2 = 1.089 \times 10^{-4}$$

$$a_5 = -3.884 \times 10^{-11}$$

Densidad del agua (kg/m³) @ 1 bar (0<T<99.5 °C)

$$\rho(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + a_4 \cdot T^4 \quad 5.7$$

$$a_0 = 999.85$$

$$a_3 = -3.974 \times 10^{-5}$$

$$a_1 = 6.187 \times 10^{-2}$$

$$a_4 = -1.110 \times 10^{-7}$$

$$a_2 = -7.654 \times 10^{-3}$$

La Figura 5.5 presenta la energía térmica almacenada y recuperada como calor útil debido al cambio de temperatura del agua circulando a través del módulo híbrido PVT-PCM para cada día de la campaña experimental. Se observa una correlación directa entre la irradiancia solar y el calor recuperado por el sistema, coincidiendo los máximos y mínimos de irradiancia solar con sus homónimos en energía térmica recuperada. Adicionalmente, se resalta que para algunos días el calor almacenado es mayor que el recuperado como calor útil, lo que es explicado por el flujo de calor por pérdidas en el sistema.

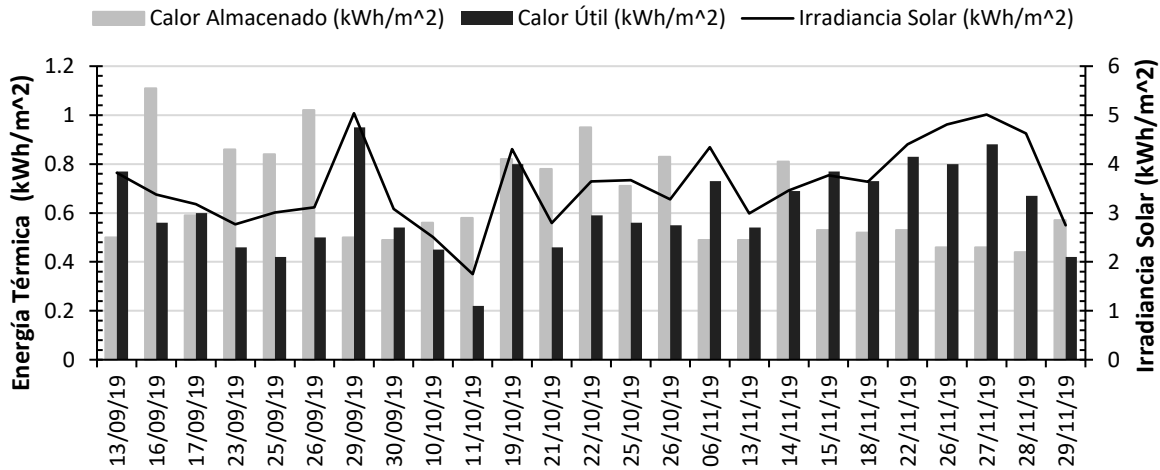


Figura 5.5. Energía térmica almacenada y calor útil recuperado diaria por el módulo PVT-PCM.

La energía térmica recuperada como calor útil, se adiciona a la energía eléctrica generada de manera directa en el módulo híbrido PVT-PCM, para un promedio total de 1.09 kWh/m² generados por el sistema PVT-PCM, superando la barrera del 1 kWh/m² utilizado normalmente como valor de referencia para medir el desempeño de sistemas híbridos fotovoltaicos y térmicos (Sandeep S Joshi & Dhoble, 2018).

5.3 Eficiencia térmica diaria

La eficiencia térmica diaria se define como la relación entre la energía térmica recuperada diaria sobre la irradiancia global horizontal incidente sobre el módulo PVT-PCM para cada día de corrida experimental, según la ecuación 5.8. Esta eficiencia no se debe considerar de manera instantánea, debido al componente de almacenamiento térmico que agrega la inercia térmica adicional proporcionada por el material de cambio de fase en el balance de energía del módulo PVT-PCM.

$$\text{Eficiencia Térmica Diaria: } \eta_{ter\ PVT-PCM,i} = \frac{E_{ter\ PVT-PCM,i}}{I_{s,i}} \quad 5.8$$

La Figura 5.6 presenta la eficiencia térmica acumulada para los días de corrida experimental, con un mínimo de 12.58 %, un máximo de 20.45 % y un promedio de 17.58 % (ver Tabla 5.3), no se observa una correlación fuerte con la irradiancia solar. Existen otros factores adicionales con efectos sobre la eficiencia térmica del módulo PVT-PCM además de la irradiancia solar incidente debido a la acumulación de energía que presenta cambios en el comportamiento instantáneo.

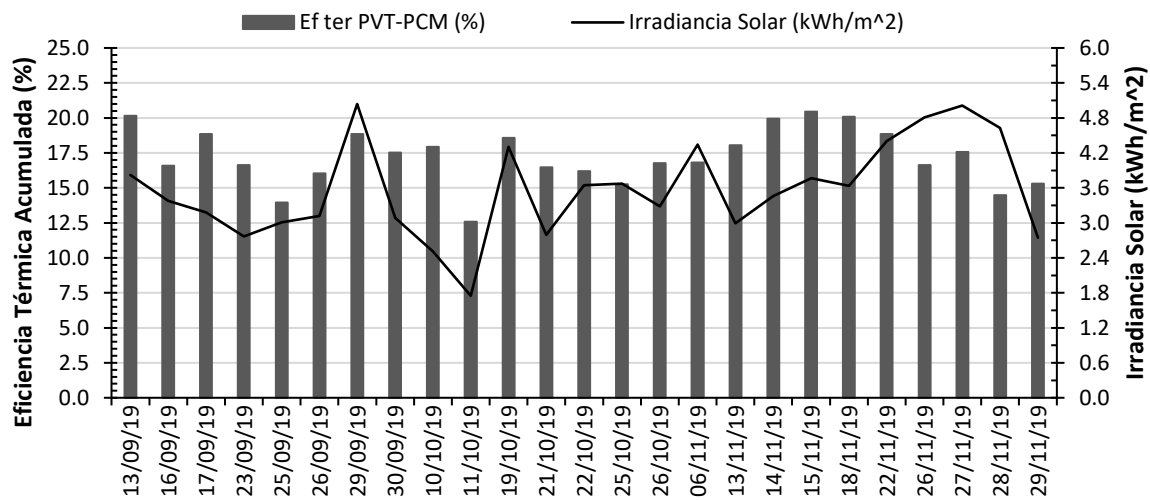


Figura 5.6. Eficiencia térmica acumulada diaria del módulo PVT-PCM en los días de corrida experimental.

Tabla 5.3. Estadísticos de eficiencia térmica acumulada diaria en módulo PVT-PCM.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m²)	$\bar{\eta}_{ter\ PVT-PCM}$ (%)
Promedio	3.57	17.22
Desviación Estándar	0.83	2.02
Mínimo	1.75	12.58
Máximo	5.04	20.45

5.4 Eficiencia híbrida diaria

La eficiencia híbrida acumulada diaria se define como la suma de la eficiencia eléctrica y la eficiencia térmica acumulada diaria obtenidas en el módulo PVT-PCM para cada día de corrida experimental según la ecuación 5.9.

$$\text{Eficiencia Híbrida Diaria: } \eta_{PVT-PCM,i} = \eta_{el\ PVT-PCM,i} + \eta_{ter\ PVT-PCM,i} \quad 5.9$$

La Figura 5.7, presenta las eficiencias eléctrica, térmica e híbrida del módulo PVT-PCM durante los días de corrida experimental.

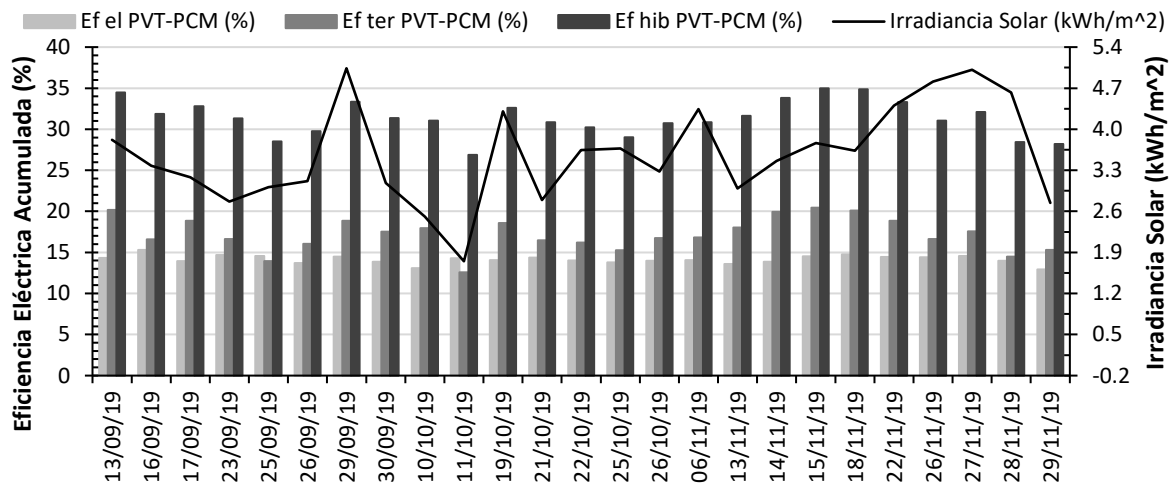


Figura 5.7. Eficiencia híbrida acumulada diaria del módulo PVT-PCM en los días de corrida experimental.

La Tabla 5.4, presenta los estadísticos descriptivos de la eficiencia híbrida acumulada diaria en módulo PVT-PCM durante los días de corrida experimental, donde se obtuvo un mínimo de 26.88 %, un máximo de 34.98 % y un promedio de 31.35 %.

Tabla 5.4. Estadísticos de eficiencia híbrida acumulada diaria en módulo PVT-PCM.

Conteo: 25	Irradiancia Solar (kWh/m²)	$\bar{\eta}_{hib\ PVT-PCM}$ (%)
Promedio	3.57	31.35
Desviación Estándar	0.83	2.14
Mínimo	1.75	26.88
Máximo	5.04	34.98

Teniendo en cuenta que las eficiencias térmica y eléctrica del módulo PVT-PCM se suman para obtener la eficiencia híbrida del sistema propuesto se presenta la Figura 5.8, donde se comparan los diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para las eficiencias del módulo PV tradicional y del módulo PVT-PCM. Se observa que adicionalmente a la mejora en la eficiencia eléctrica, se aprovecha un 17.22 % más la energía solar incidente (energía térmica) para

obtener una eficiencia híbrida total de 31.35 % (energía eléctrica y térmica) sin aumentar el área superficial ocupada por los sistemas.

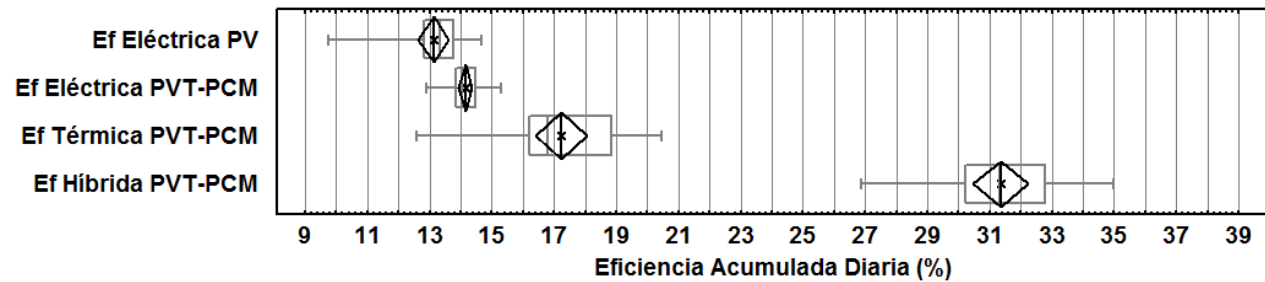


Figura 5.8. Diagramas de caja y bigotes con diamantes de intervalos de confianza para las eficiencias del módulo PV tradicional y PVT-PCM propuesto.

5.5 Análisis de desempeño térmico e híbrido instantáneo

Siguiendo las recomendaciones del estándar ISO 9806 – Sección 23. “Procedimientos de prueba de desempeño térmico” (ISO, 2017), se analiza la secuencia de datos correspondientes a cinco días de corrida experimental seleccionados según las condiciones ambientales del sitio de pruebas. La Tabla 5.5 presenta las fechas seleccionadas para completar la secuencia de datos a analizar con los criterios y condiciones ambientales de selección según la norma.

Tabla 5.5. Secuencia de datos seleccionados para análisis térmico de módulo PVT-PCM.

Secuencia de Datos	Fecha	Irradiancia Solar (kWh/m ²)	Criterio / Condiciones Ambientales
1	29/09/2019	5.04	Alta irradiancia, incluye condiciones de cielo parcialmente nublado y cielo despejado.
2	27/11/2019	5.01	Alta irradiancia, cielo totalmente despejado.
3	18/11/2019	3.64	Media irradiancia, cielo con nubosidad aislada y alta transitoriedad.
4	29/11/2019	2.75	Baja irradiancia, cielo mayormente nublado en horas de medio día.
5	10/10/2019	2.51	Baja irradiancia, cielo mayormente nublado con pico de alta radiación a medio día.

La Figura 5.9 presenta las variables ambientales de radiación solar global horizontal (W/m²), tasa de precipitación (mm/h), temperatura ambiente (°C) y velocidad de viento (m/s) para los días de la campaña de pruebas experimentales seleccionados. De manera general, se observa que la curva de radiación global horizontal se comporta según lo descrito en la Tabla 5.5. Se presenta una precipitación con pico de 7 mm/hr a las 18:00 horas del día 1 de la muestra, pero que no afecta en el desempeño del módulo PVT-PCM por presentarse cercano al anochecer. La temperatura ambiente se mantiene entre 27 y 34 °C, alcanzando su valor promedio más bajo el día 5, y el más alto el día 2. La velocidad del viento promedio varía para cada día de la muestra, siendo más alta el día 2 y más baja el día 5.

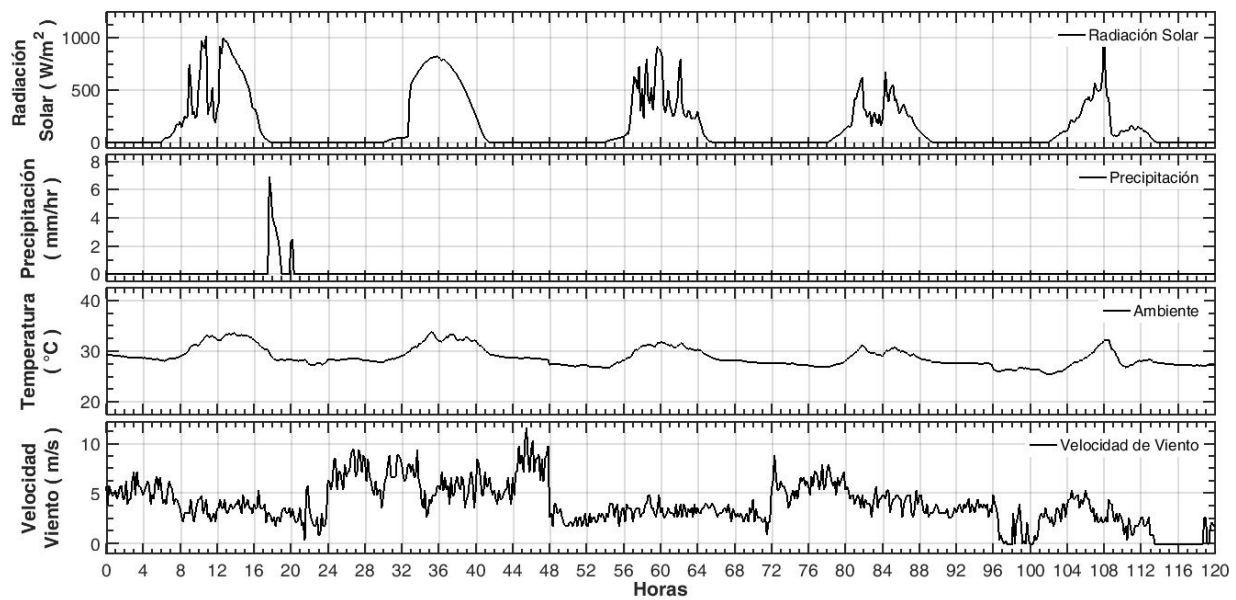


Figura 5.9. Variables ambientales para los cinco días de análisis de desempeño térmico PVT-PCM.

La Figura 5.10 presenta la radiación global horizontal incidente y las potencias eléctrica, térmica e híbrida generadas por el módulo PVT-PCM en los días analizados. De manera generalizada se observa que la potencia eléctrica del sistema sigue la curva de radiación solar incidente, pero la curva de potencia térmica presenta un comportamiento amortiguado por la acumulación de energía en los transitorios de caída de radiación por nubes aisladas, evidenciable en el día 1 a las 10:00 y en el día 3 a las 12:00.

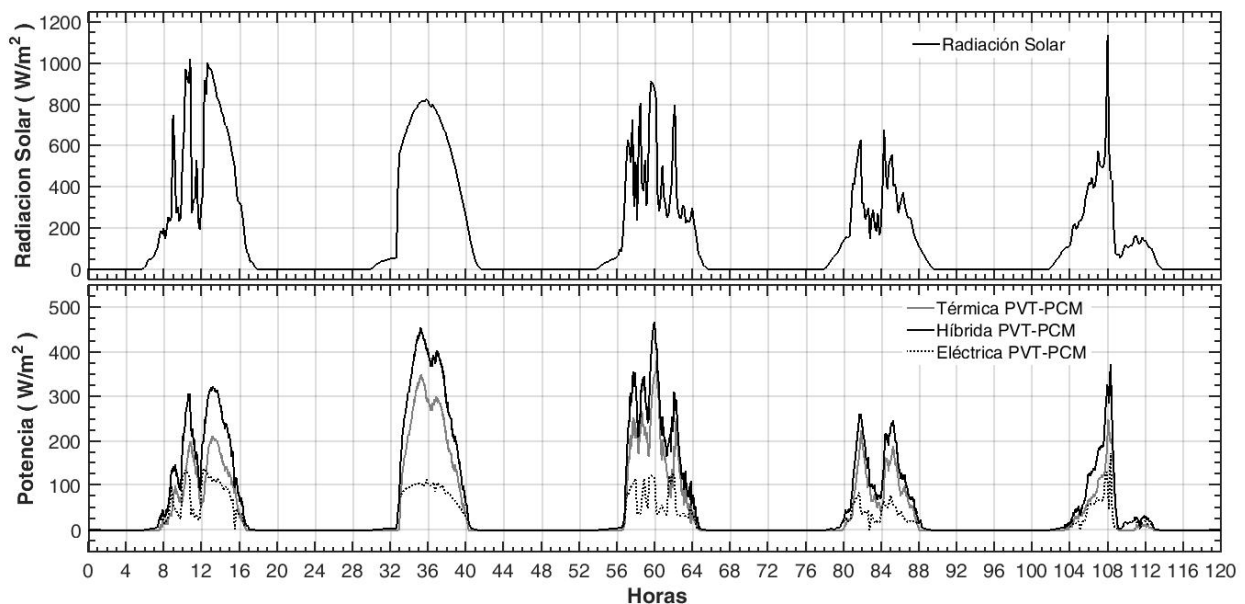


Figura 5.10. Radiación y potencia eléctrica, térmica e híbrida generada por módulo PVT-PCM en los cinco días de análisis.

La Figura 5.11 presenta las temperaturas de operación y los deltas de temperatura de PCM y fluido de trabajo del módulo PVT-PCM. La máxima temperatura de salida de agua se registró el día 2 con 42 °C a las 14:00 horas. El máximo delta de temperatura de fluido de trabajo se obtiene el día 3 con 6 °C a las 12:00 horas. Se observa que, dada la condición constructiva del sistema

térmico en ciclo cerrado, la temperatura de entrada de agua al módulo aumenta alejándose de la temperatura ambiente, condición no ideal para el desempeño del sistema. Debido a esta condición, el delta de temperatura del fluido de trabajo llega a cero antes que lo haga el delta de temperatura del PCM con respecto al ambiente, dejando energía térmica almacenada que podría ser recuperada si la temperatura de entrada de agua al sistema fuera cercana al ambiente al ser tomada de una línea de suministro.

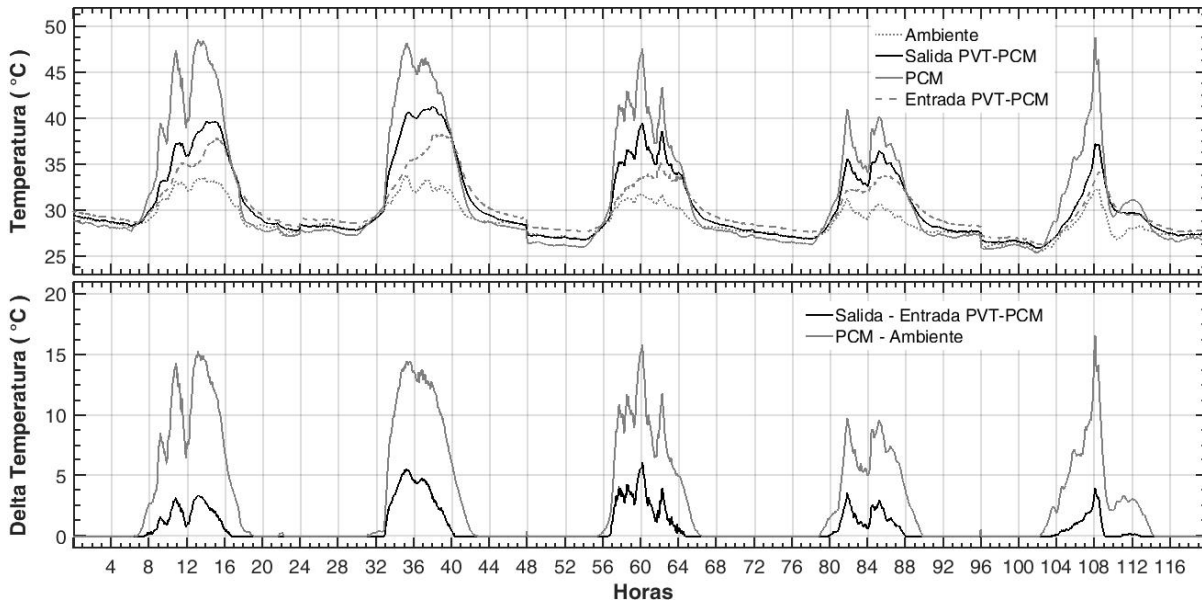


Figura 5.11. Temperaturas de operación de módulo PVT-PCM y deltas de temperatura de fluido de trabajo y PCM para los días de análisis.

En comparación con otros trabajos realizados para colectores solares térmicos con y sin PCM, donde se obtienen deltas de temperatura entre entrada y salida de corriente de agua de 10 °C para condiciones similares de flujo másico (Palacio, Rincón y Carmona, 2020), se puede decir que el desempeño térmico del sistema híbrido PVT-PCM se encuentra dentro de parámetros característicos de esta tecnología. Adicionalmente, hay que considerar que los colectores solares puramente térmicos están diseñados exclusivamente para alcanzar la temperatura más alta posible, mientras que en los colectores híbridos no es deseable alcanzar altas temperaturas por el impacto negativo que esto tiene sobre el desempeño eléctrico del conjunto.

La Figura 5.12 presenta las eficiencias instantáneas eléctrica, térmica e híbrida del módulo PVT-PCM, así como el calor almacenado y descargado por el PCM para los días de análisis. Se observa que para el día 2 con cielo totalmente despejado se alcanza una eficiencia híbrida máxima de 55 %. Una gran ventaja del sistema PVT-PCM se observa en los días con eventos transitorios, donde la eficiencia híbrida instantánea alcanza valores cercanos al 100 % en el día 3. Dado que la inclusión de PCM en el módulo PVT aumenta su inercia térmica, se tienen instantes de tiempo en los que la radiación incidente cae por efecto de nubosidad aislada, pero la temperatura de operación del módulo se mantiene, permitiendo que la energía térmica recuperada en el sistema se mantenga durante un tiempo posterior a la disminución rápida de la radiación.

Adicionalmente, analizando las curvas de calor almacenado y descargado acumulados durante las horas de sol, se observa que para los días con eventos transitorios, estas dos magnitudes tienden a ser iguales al finalizar el día, indicando que todo el calor almacenado fue descargado durante los eventos transitorios de radiación, mientras que para el día 2 (cielo despejado) el calor descargado no alcanza a igualar al calor almacenado, indicando que el PCM todavía tiene energía térmica almacenada que podría ser recuperada en horas de la noche.

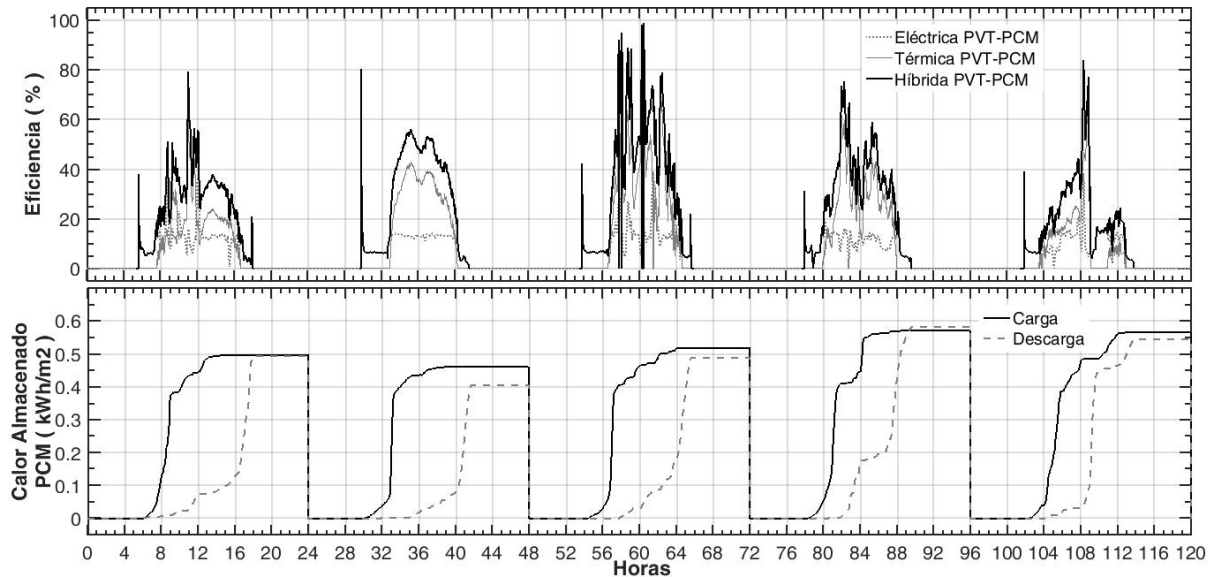


Figura 5.12. Eficiencias eléctrica, térmica e híbrida instantáneas del sistema PVT-PCM y calor almacenado y descargado por el PCM para los días de análisis.

La Figura 5.13 presenta la eficiencia eléctrica acumulada diaria del módulo PV tradicional en comparación con las eficiencias eléctrica, térmica e híbrida acumuladas diarias del módulo PVT-PCM para los días de análisis térmico. Se observa la diferencia en desempeño eléctrico de los sistemas y el impacto en desempeño térmico de los eventos transitorios, donde la eficiencia híbrida acumulada diaria fue máxima con 35 % en el día 3 de irradiancia media.

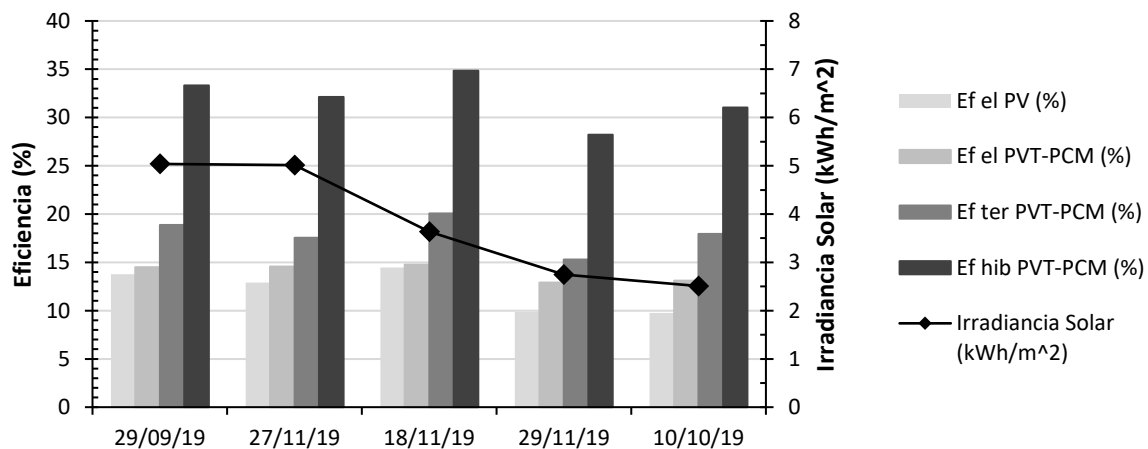


Figura 5.13. Comparación de eficiencias acumuladas eléctricas, térmica e híbrida de módulo PV testigo y PVT-PCM en los días de análisis de desempeño térmico instantáneo.

Así como se menciona en el capítulo anterior, los resultados muestran una ventaja energética en términos eléctricos para el módulo híbrido con PCM para los días analizados. Adicionalmente, el módulo PVT-PCM presenta un comportamiento superior al compararse con el desempeño un sistema PV tradicional, teniendo en cuenta el efecto combinado eléctrico y térmico, lo que muestra un área de oportunidad para la tecnología PVT-PCM.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJO A FUTURO

6.1 Conclusiones

En el presente trabajo de investigación se realizó la comparación experimental del desempeño energético de un módulo solar fotovoltaico híbrido, con almacenamiento y recuperación de energía térmica con material de cambio de fase (PVT-PCM), en comparación con un módulo fotovoltaico tradicional (PV) de testigo. Se diseñó un módulo PVT-PCM que reúne las ventajas y ataca las desventajas de los diferentes diseños probados y publicados en la literatura científica actual. Se construyó una plataforma experimental en la que se opera de manera simultánea el sistema PVT-PCM propuesto y el PV tradicional de testigo, permitiendo realizar un análisis comparativo directo entre las dos tecnologías. Se realizaron dos campañas experimentales independientes de larga duración, antes y después de la modificación a sistema híbrido, para aislar el efecto real de la modificación PVT-PCM sobre el desempeño eléctrico de las celdas fotovoltaicas, teniendo en cuenta posibles diferencias entre los módulos PV utilizados. Finalmente, se realizó el análisis comparativo de desempeño energético del módulo PVT-PCM utilizando una metodología estadística propuesta, en términos de eficiencia energética acumulada diaria.

Se identificó que existen diferencias significativas en el desempeño de los módulos fotovoltaicos de construcción tradicional seleccionados para el estudio antes de la modificación PVT-PCM. Siendo los dos módulos del mismo fabricante y modelo, se evidencia un promedio de 0.48 % de diferencia en la eficiencia eléctrica acumulada diaria entre los módulos. A simple vista, esta diferencia no parece muy significativa, pero cuando la eficiencia eléctrica acumulada diaria promedio del módulo PV testigo se encuentra en 13.27 %, esto representa una diferencia relativa de 3.56 % que, al momento de evaluar el efecto de la modificación PVT-PCM, puede significar el rechazo o aceptación de la tecnología a largo plazo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se identificó que la modificación a módulo híbrido PVT-PCM tiene un efecto de aumento absoluto de 0.54 % sobre la eficiencia eléctrica acumulada diaria. Con un máximo posible de 0.98 %, esto se traduce en un sistema fotovoltaico que es hasta 7.43 % más eficiente en cada día de operación. Adicionalmente, la modificación a módulo híbrido logra disminuir la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas del módulo PVT-PCM entre 10 a 17 °C con respecto al módulo PV tradicional testigo. Teniendo en cuenta el impacto que esto tiene sobre la vida útil de los paneles solares actuales, se considera que la tecnología PVT-PCM tiene un alto potencial de aplicación en sistemas fotovoltaicos tradicionales que operan bajo condiciones ambientales similares al del sitio de pruebas del presente trabajo de investigación.

Si adicionamos la ventaja de recuperar energía térmica en forma de calor útil del módulo PVT-PCM, la tecnología se vuelve más atractiva. La eficiencia híbrida global del módulo híbrido alcanza

un promedio de 31.35 %. Con un máximo posible de 34.98 % de eficiencia, el módulo PVT-PCM es capaz de extraer hasta un 20.45 % más de energía de la radiación solar que en un sistema fotovoltaico tradicional.

Se evidenció la clara ventaja que ofrece la inclusión de acumulación de energía térmica con el material de cambio de fase integrado al módulo PVT-PCM. El material de cambio de fase aumenta la inercia térmica, aumentando la capacidad de captación de energía térmica durante periodos transitorios de disminución de radiación solar incidente por efectos de nubosidad y mal tiempo. En el análisis instantáneo se registran eficiencias híbridas hasta de un 98 % en estos casos, evidenciando la necesidad de realizar un análisis de desempeño energético acumulado diario para poder comparar objetivamente las eficiencias declaradas de los sistemas híbridos con y sin acumulación de energía térmica. Adicionalmente, la inercia térmica del material de cambio de fase agregado, ayuda a mantener temperaturas de operación más adecuadas en las celdas fotovoltaicas, almacenando energía térmica durante el día y disipándola durante la noche, cuando el módulo fotovoltaico no está en operación.

6.2 Trabajos futuros

Teniendo en cuenta que el módulo híbrido PVT-PCM propuesto es un prototipo optimizable y que la tecnología todavía no está disponible a nivel comercial, se proponen trabajos futuros en la misma línea de investigación descritos a continuación:

1. Realizar un análisis termoeconómico del sistema híbrido PVT-PCM propuesto para validar la viabilidad económica de la tecnología.
2. Desarrollo y validación de un modelo termodinámico que permita simular el desempeño de la tecnología bajo diferentes escenarios de diseño del módulo PVT-PCM.
3. Realizar pruebas experimentales de mayor duración que permitan comparar el desempeño de los sistemas en largos periodos de tiempo.
4. Realizar la optimización del diseño del sistema de acumulación y recuperación de energía térmica para alcanzar eficiencias más altas y hacer la tecnología más atractiva a nivel comercial.
5. Realizar pruebas experimentales con diferentes inclinaciones y/o sistemas de seguimiento solar que permitan aprovechar mejor la radiación solar incidente sobre el módulo PVT-PCM.
6. Realizar pruebas en diferentes ubicaciones geográficas y condiciones ambientales, con el fin de estudiar los diferentes escenarios de operación y su efecto en el desempeño energético del sistema propuesto.
7. Realizar pruebas simultáneas de tres dispositivos, PV tradicional, PVT-PCM y PVT sin PCM para identificar posibles ventajas y desventajas de la acumulación de energía térmica.

Es claro que este tipo de tecnología requiere grandes esfuerzos para solventar retos técnicos de construcción, costos, materiales, entre otros. Trabajos e investigaciones como ésta son de gran importancia para conseguir que la tecnología solar fotovoltaica y solar térmica siga creciendo como una alternativa para la generación confiable de energía a partir fuentes renovables y optimización de consumos de energía de uso final a nivel residencial, comercial e industrial.

REFERENCIAS

- Al-Waeli, A.H.A., Chaichan, M.T., Sopian, K., Kazem, H.A., Mahood, H.B., Khadom, A.A., 2019. Modeling and experimental validation of a PVT system using nanofluid coolant and nano-PCM. *Sol. Energy* 177, 178–191. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.016>
- Aste, N., Leonforte, F., Del Pero, C., 2015. Design, modeling and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) water collector. *Sol. Energy* 112, 85–99. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.11.025>
- Baetens, R., Jelle, B.P., Gustavsen, A., 2010. Phase change materials for building applications: A state-of-the-art review. *Energy Build.* 42, 1361–1368. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.03.026>
- Bayod Rújula, A.A., 2009. *Sistemas Fotovoltaicos*. Pressas Universitarias de Zaragoza, Zaragoza.
- Browne, M.C., Lawlor, K., Kelly, A., Norton, B., Cormack, S.J.M., 2015. Indoor Characterisation of a Photovoltaic/ Thermal Phase Change Material System. *Energy Procedia* 70, 163–171. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.02.112>
- Buker, M.S., Mempo, B., Riffat, S.B., 2015. Experimental investigation of a building integrated photovoltaic/thermal roof collector combined with a liquid desiccant enhanced indirect evaporative cooling system. *Energy Convers. Manag.* 101, 239–254. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.026>
- Canadian Solar Inc., 2017. Cs6x-310|315|320|325 p Data Sheet.
- Daghighi, R., Khaledian, Y., 2018. A novel photovoltaic/thermoelectric collector combined with a dual – Evaporator vapor compression system. *Energy Convers. Manag.* 158, 156–167. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.067>
- Deng, Y., Quan, Z., Zhao, Y., Wang, L., Liu, Z., 2015. Experimental research on the performance of household-type photovoltaic-thermal system based on micro-heat-pipe array in Beijing. *Energy Convers. Manag.* 106, 1039–1047. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.09.067>
- Fayaz, H., Rahim, N.A., Hasanuzzaman, M., Rivai, A., Nasrin, R., 2019. Numerical and outdoor real time experimental investigation of performance of PCM based PVT system. *Sol. Energy* 179, 135–150. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.057>

- Fayaz, H., Rahim, N.A., Hasanuzzaman, M., Rivai, A., Nasrin, R., 2019. Numerical and outdoor real time experimental investigation of performance of PCM based PVT system. *Sol. Energy* 179, 135–150. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.057>
- Good, C., Andresen, I., Hestnes, A.G., 2015. Solar energy for net zero energy buildings - A comparison between solar thermal, PV and photovoltaic-thermal (PV/T) systems. *Sol. Energy* 122, 986–996. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.013>
- Guarracino, I., Freeman, J., Ramos, A., Kalogirou, S.A., Ekins-Daukes, N.J., Markides, C.N., 2019. Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions. *Appl. Energy* 240, 1014–1030. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.049>
- Guarracino, I., Mellor, A., Ekins-daukes, N.J., Markides, C.N., 2016. Dynamic coupled thermal-and-electrical modelling of sheet-and-tube hybrid photovoltaic / thermal (PVT) collectors 101, 778–795.
- Gutiérrez Pulido, H., de la Vara Salazar, R., 2009. Análisis y Diseño de Experimentos, Diseño de Experimentos. <https://doi.org/10:0-8400-5444-0>
- Hachem, F., Abdulhay, B., Ramadan, M., El Hage, H., El Rab, M.G., Khaled, M., 2017. Improving the performance of photovoltaic cells using pure and combined phase change materials – Experiments and transient energy balance. *Renew. Energy* 107, 567–575. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.032>
- Halziye, 2018. Datasheet Grasa Térmica HY880 Nano Thermal Grease.
- Hamidat, A., Kurucz, I., Bahria, S., Slimani, M.E.A., Chaouch, W.B., Amirat, M., 2016. A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: Comparative study under Algiers climatic conditions. *Energy Convers. Manag.* 133, 458–476. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.10.066>
- Hernández-Callejo, L., Gallardo-Saavedra, S., Alonso-Gómez, V., 2019. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Sol. Energy* 188, 426–440. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>
- Herrando, M., Ramos, A., Zabalza, I., Markides, C.N., 2019. A comprehensive assessment of

- alternative absorber-exchanger designs for hybrid PVT-water collectors. *Appl. Energy* 235, 1583–1602. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.024>
- Hosseinzadeh, M., Sardarabadi, M., Passandideh-Fard, M., 2018a. Energy and exergy analysis of nanofluid based photovoltaic thermal system integrated with phase change material. *Energy* 147, 636–647. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.073>
- Hosseinzadeh, M., Sardarabadi, M., Passandideh-Fard, M., 2018b. Energy and exergy analysis of nanofluid based photovoltaic thermal system integrated with phase change material. *Energy* 147, 636–647. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.073>
- Huang, M.J., Eames, P.C., Norton, B., 2006. Phase change materials for limiting temperature rise in building integrated photovoltaics. *Sol. Energy* 80, 1121–1130. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.10.006>
- Ideam, 2014. Atlas Radiación Solar. Atlas Radiac. Sol. Colomb. Primera, 1.
- ISO, 2017. ISO 9806 - Solar energy - Solar thermal collectors - test methods 2013, 90. <https://doi.org/10.1016/j.ijmedinf.2009.04.010>
- Jia, Y., Alva, G., Fang, G., 2019. Development and applications of photovoltaic–thermal systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 102, 249–265. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.030>
- Joshi, Sandeep S., Dhoble, A.S., 2018. Photovoltaic -Thermal systems (PVT): Technology review and future trends. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 92, 848–882. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.067>
- Joshi, Sandeep S, Dhoble, A.S., 2018. Photovoltaic -Thermal systems (PVT): Technology review and future trends. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 92, 848–882. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.067>
- Kalidasan, B., Pandey, A.K., Shahabuddin, S., Samykano, M., M, T., Saidur, R., 2019. Phase change materials integrated solar thermal energy systems: Global trends and current practices in experimental approaches. *J. Energy Storage* 27, 101118. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101118>
- Kalogirou, S.A., Tripanagnostopoulos, Y., 2006. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water

- and electricity production. *Energy Convers. Manag.* 47, 3368–3382.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.01.012>
- Kant, K., Shukla, A., Sharma, A., Biwole, P.H., 2016. Heat transfer studies of photovoltaic panel coupled with phase change material. *Sol. Energy* 140, 151–161.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.006>
- Khanna, S., Reddy, K.S., Mallick, T.K., 2018. Optimization of finned solar photovoltaic phase change material (finned pv pcm) system. *Int. J. Therm. Sci.* 130, 313–322.
<https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2018.04.033>
- Kibria, M.A., Saidur, R., Al-Sulaiman, F.A., Aziz, M.M.A., 2016. Development of a thermal model for a hybrid photovoltaic module and phase change materials storage integrated in buildings. *Sol. Energy* 124, 114–123. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.11.027>
- Li, G., Shittu, S., Ji, J., Diallo, T.M.O., Hardy, D., Zhao, X., Yu, M., Zhou, J., 2018. Energy performance analysis of a novel solar PVT loop heat pipe employing a microchannel heat pipe evaporator and a PCM triple heat exchanger. *Energy* 167, 866–888.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.192>
- Lorenz, E., Scheidsteger, T., Hurka, J., Heinemann, D., Kurz, C., 2011. Regional PV power prediction for improved grid integration. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19, 757–771.
<https://doi.org/10.1002/pip.1033>
- Maatallah, T., Zachariah, R., Al-Amri, F.G., 2019. Exergo-economic analysis of a serpentine flow type water based photovoltaic thermal system with phase change material (PVT-PCM/water). *Sol. Energy* 193, 195–204. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.09.063>
- Margolis, R., Feldman, D., Boff, D., 2019. Solar Industry Update, National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/NREL/PR-6A20-68425>
- Mittelman, G., Kribus, A., Mouchtar, O., Dayan, A., 2009. Water desalination with concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) systems. *Sol. Energy* 83, 1322–1334.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.04.003>
- Montgomery, D.C., 2012. Design and Analysis of Experiments, Design.
<https://doi.org/10.1198/tech.2006.s372>

- National Renewable Energy Laboratory, 2019. Champion Module Efficiencies Module Efficiency (%).
- Obalanlege, M.A., Mahmoudi, Y., Douglas, R., Ebrahimnia-bajestan, E., Davidson, J., Bailie, D., 2020. Performance assessment of a hybrid photovoltaic-thermal and heat pump system for solar heating and electricity Number of Transfer Units. *Renew. Energy* 148, 558–572. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.061>
- Palacio, M., Rincón, A., Carmona, M., 2020. Experimental comparative analysis of a flat plate solar collector with and without PCM. *Sol. Energy* 206, 708–721. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.047>
- Pandey, A. K., Hossain, M.S., Tyagi, V. V., Abd Rahim, N., Selvaraj, J.A.L., Sari, A., 2018. Novel approaches and recent developments on potential applications of phase change materials in solar energy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82, 281–323. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.043>
- Pandey, A K, Hossain, M.S., Tyagi, V. V, Abd Rahim, N., Selvaraj, J.A.L., Sari, A., 2018. Novel approaches and recent developments on potential applications of phase change materials in solar energy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82, 281–323. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.043>
- Preet, S., 2018. Water and phase change material based photovoltaic thermal management systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82, 791–807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.021>
- Preet, S., Bhushan, B., Mahajan, T., 2017a. Experimental investigation of water based photovoltaic/thermal (PV/T) system with and without phase change material (PCM). *Sol. Energy* 155, 1104–1120. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.040>
- Preet, S., Bhushan, B., Mahajan, T., 2017b. Experimental investigation of water based photovoltaic/thermal (PV/T) system with and without phase change material (PCM). *Sol. Energy* 155, 1104–1120. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.040>
- Preet, S., Bhushan, B., Mahajan, T., 2017c. Experimental investigation of water based photovoltaic/thermal (PV/T) system with and without phase change material (PCM). *Sol. Energy* 155, 1104–1120. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.040>

- Rubitherm Technologies, 2016. RT-35 Data Sheet.
- Sakellariou, E., Axaopoulos, P., 2018. An experimentally validated, transient model for sheet and tube PVT collector. *Sol. Energy* 174, 709–718. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.058>
- Sakellariou, E., Axaopoulos, P., 2017. Simulation and experimental performance analysis of a modified PV panel to a PVT collector. *Sol. Energy* 155, 715–726. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.067>
- Siecker, J., Kusakana, K., Numbi, B.P., 2017. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 79, 192–203. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.053>
- Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., van Swaaij, R., Zeman, M., 2016. *Solar Energy*. UIT Cambridge.
- Su, D., Jia, Y., Lin, Y., Fang, G., 2017. Maximizing the energy output of a photovoltaic–thermal solar collector incorporating phase change materials. *Energy Build.* 153, 382–391. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.027>
- U.S. Energy Information Administration, 2017. *International Energy Outlook 2017 Overview* 76. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- UPME, 2016. Plan de expansión de referencia. Generación-Transmisión. 2016-2030.
- Wysocki, J.J., Rappaport, P., 1960. Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion. *J. Appl. Phys.* 31, 571–578. <https://doi.org/10.1063/1.1735630>
- Yazdanifard, F., Ebrahimnia-Bajestan, E., Ameri, M., 2016. Investigating the performance of a water-based photovoltaic/thermal (PV/T) collector in laminar and turbulent flow regime. *Renew. Energy* 99, 295–306. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.004>
- Zhang, Y., Yu, H., Zhang, X., Pang, W., Yan, H., Cui, Y., Zhang, Q., 2018. Comparative investigation of performances for HIT-PV and PVT systems. *Sol. Energy* 179, 37–47. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.056>